

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему Разработка мероприятий по снижению электрических потерь силового оборудования и токоведущих частей подстанции 110/6 кВ

Обучающийся

Е.В.Савин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2025

Аннотация

Темой выпускной квалификационной работы является «Разработка мероприятий по снижению электрических потерь силового оборудования и токоведущих частей подстанции 110/6 кВ ЗАТО Комаровский».

Подстанция ЗАТО Комаровский предназначена для обеспечения надежного электроснабжения объектов в зоне своего обслуживания. Эта подстанция играет ключевую роль в системе электроснабжения и обслуживает потребителей первой и второй категории по степени надежности и бесперебойности электроснабжения.

Высокий уровень потерь на существующих устройствах и аппаратах требует замены или модернизации оборудования для обеспечения более высокой энергоэффективности и надежности подстанции. Вследствие этого возникает необходимость в детальном анализе причин потерь, а также в определении направлений для поиска методов их снижения.

Для снижения электрических потерь на подстанции ЗАТО Комаровский необходимо провести комплексный подход к модернизации и реконструкции существующего оборудования.

А также разработаны рекомендации по оптимизации режимов работы подстанции.

В работе рассмотрены различные методы снижения электрических потерь, включая модернизацию силового оборудования, применение энергоэффективных выключателей, оптимизацию схемы электроснабжения, а также совершенствование релейной защиты и автоматики. Также выполнены расчеты заземления и молниезащиты, обеспечивающие повышение надежности и безопасности эксплуатации подстанции.

Реализация предложенных мероприятий позволит существенно снизить потери электроэнергии, повысить эффективность работы подстанции, продлить срок службы оборудования и снизить эксплуатационные затраты.

Содержание

Введение	4
1. Анализ исходных данных на выполнение работы	6
1.1 Анализ причин потерь	6
1.2 Определение направлений поиска методов снижения потерь.....	7
2. Расчет рабочих токов и токов КЗ в токоведущих частях подстанции	9
2.1. Расчет нагрузок и токов КЗ.....	9
2.2 Выбор коммутационного оборудования и токоведущих частей	14
2.3. Разработка предложений по снижению потерь	19
3. Обеспечение безопасности и надежности работы подстанции	56
3.1 Системы заземления и молниезащиты.....	56
3.2 Система освещения	71
3.3. Экономическая оценка проекта	71
Заключение	76
Список используемой литературы и используемых источников	79

Введение

В современном мире, где электроэнергия играет ключевую роль в функционировании практически всех сфер жизнедеятельности, проблема эффективного использования электроэнергии приобретает особую актуальность.

Снижение электрических потерь в электрических сетях, особенно в таком важном звене, как подстанция, является задачей первостепенной важности.

Актуальность снижения электрических потерь на подстанциях обусловлена рядом факторов:

- экономический аспект: потери электроэнергии напрямую влияют на финансовые показатели энергоснабжающих организаций и, в конечном итоге, на стоимость электроэнергии для потребителей;
- экологический аспект: производство электроэнергии часто связано с выбросами вредных веществ в атмосферу и парниковых газов;
- технологический аспект: потери электроэнергии являются индикатором технического состояния оборудования и эффективности его работы;
- нормативный аспект: во многих странах действуют нормативные требования по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях;
- энергетическая безопасность: снижение потерь электроэнергии способствует повышению энергетической безопасности страны, так как уменьшает зависимость от импорта энергоносителей и повышает устойчивость энергосистемы к внешним воздействиям.

В контексте силового оборудования и токоведущих частей подстанции, снижение потерь особенно важно по следующим причинам:

- высокая концентрация мощности: на подстанциях происходит преобразование и распределение больших объемов электроэнергии, что обуславливает значительную величину потерь при неэффективной работе оборудования.

Целью работы является повышение надежности систем электроснабжения действующей подстанции ЗАТО Комаровский.

В ходе выполнения данной бакалаврской работы будет проведена всесторонняя оценка состояния подстанции 110/6 кВ ЗАТО Комаровский, а также разработаны мероприятия, направленные на снижение электрических потерь в силовом оборудовании и токоведущих частях подстанции. Модернизация подстанции требует комплексного подхода, включая замену устаревшего оборудования, внедрение более эффективных технологий и оптимизацию существующих систем.

Для уменьшения потерь на подстанции ЗАТО Комаровский следует принять комплекс мер, направленных на модернизацию оборудования и улучшение технологических процессов. Одной из главных целей является замена устаревших и неэффективных элементов системы на более современные и энергоэффективные аналоги. В частности, следует уделить внимание замене силовых трансформаторов, коммутационных аппаратов и улучшению систем защиты.

1 Анализ исходных данных на выполнение работы

1.1 Анализ причин потерь

Подстанция ЗАТО Комаровский предназначена для обеспечения надежного электроснабжения объектов в зоне своего обслуживания. Эта подстанция играет ключевую роль в системе электроснабжения и обслуживает потребителей первой и второй категории по степени надежности и бесперебойности электроснабжения.

Высокий уровень потерь на существующих устройствах и аппаратах требует замены или модернизации оборудования для обеспечения более высокой энергоэффективности и надежности подстанции. Вследствие этого возникает необходимость в детальном анализе причин потерь, а также в определении направлений для поиска методов их снижения.

Электрические потери в силовых трансформаторах и токоведущих частях подстанции могут возникать по различным причинам. Одной из главных причин является физический износ старого оборудования, включая трансформаторы, коммутационные аппараты, разъединители, а также элементы защиты. Наиболее существенными источниками потерь являются трансформаторы, которые теряют часть энергии в виде тепла, вследствие чего снижается общая эффективность системы. Потери на трансформаторах могут быть обусловлены не только естественным износом их сердечников и обмоток, но и несоответствием технических характеристик трансформаторов современным требованиям, таким как снижение уровня потерь на холостом ходу и нагрузке.

Кроме того, устаревшая схема подключения и коммутации оборудования влечет за собой дополнительные потери. В частности, традиционные масляные выключатели и разъединители имеют более высокие потери по сравнению с современными вакуумными и элегазовыми выключателями.

Вакуумные выключатели обладают большей надежностью и меньшими потерями на коммутацию, что уменьшает тепловыделение и повышает общий КПД подстанции.

Также потери могут возникать из-за несовершенства систем релейной защиты и автоматики, которые в своей старой версии имеют достаточно высокие задержки при срабатывании и могут не обеспечивать должную защиту оборудования от аварийных ситуаций, что, в свою очередь, ведет к дополнительным потерям энергии в случае коротких замыканий или других нестандартных режимов работы.

Еще одним источником потерь являются системы заземления и молниезащиты. При старении и деградации материалов системы заземления может увеличиваться сопротивление, что в свою очередь снижает эффективность работы системы безопасности и повышает потери на уровне электрической сети.

1.2 Определение направлений поиска методов снижения потерь

Энергетика – одна из ведущих, отраслей народного хозяйства нашей страны, охватывающая энергетические ресурсы, выработку, преобразование, передачу и использование различных видов энергии.

«Размещение оборудования в РУ должно обеспечивать хорошую обзорность, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ» [5].

Для уменьшения потерь на подстанции ЗАТО Комаровский следует принять комплекс мер, направленных на модернизацию оборудования и улучшение технологических процессов.

Одной из главных целей является замена устаревших и неэффективных элементов системы на более современные и энергоэффективные аналоги.

В частности, следует уделить внимание замене силовых

трансформаторов, коммутационных аппаратов и улучшению систем защиты.

Вывод по разделу.

Определено, что подстанция ЗАТО Комаровский предназначена для обеспечения надежного электроснабжения объектов в зоне своего обслуживания. Эта подстанция играет ключевую роль в системе электроснабжения и обслуживает потребителей первой и второй категории по степени надежности и бесперебойности электроснабжения.

Высокий уровень потерь на существующих устройствах и аппаратах требует замены или модернизации оборудования для обеспечения более высокой энергоэффективности и надежности подстанции. Вследствие этого возникает необходимость в детальном анализе причин потерь, а также в определении направлений для поиска методов их снижения.

Для снижения электрических потерь на подстанции ЗАТО Комаровский необходимо провести комплексный подход к модернизации и реконструкции существующего оборудования.

2. Расчет рабочих токов и токов КЗ в токоведущих частях подстанции

2.1. Расчет нагрузок и токов КЗ

Выполнение расчета нагрузок требуется для осуществления выбора силовых трансформаторов.

«Расчет ведется на основе годовых и суточных графиков нагрузок ПС 110/6кВ ЗАТО Комаровский, а также с учетом возможности разрастания распределительных сетей, а, следовательно, увеличением потребляемой мощности» [1]. Данные сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Нагрузочные характеристики подстанции

Наименование нагрузок	Тип линии электропередачи	Напряжение, кВ	$\cos\varphi$
Ввод ф-1	КЛ	6	0,92
Ввод ф-2	КЛ	6	0,92
Доп. нагрузка	КЛ	6	0,92

Годовые графики нагрузок представлены на рисунках 1-3.

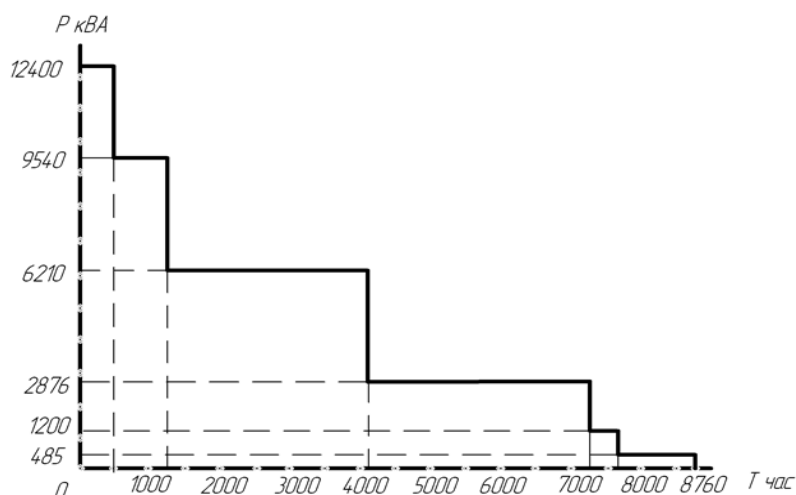


Рисунок 1 – Годовой график нагрузок ввод 6 кВ ф-1

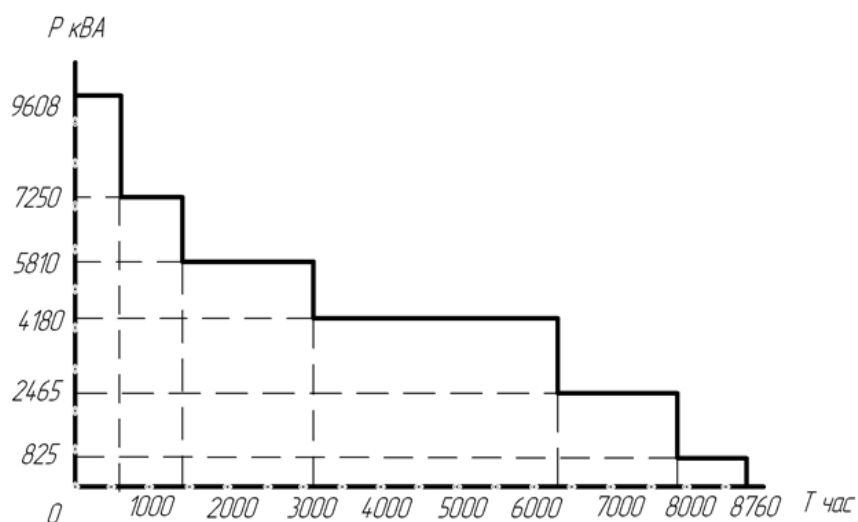


Рисунок 2 – Годовой график нагрузок ввод 6 кВ ф-2

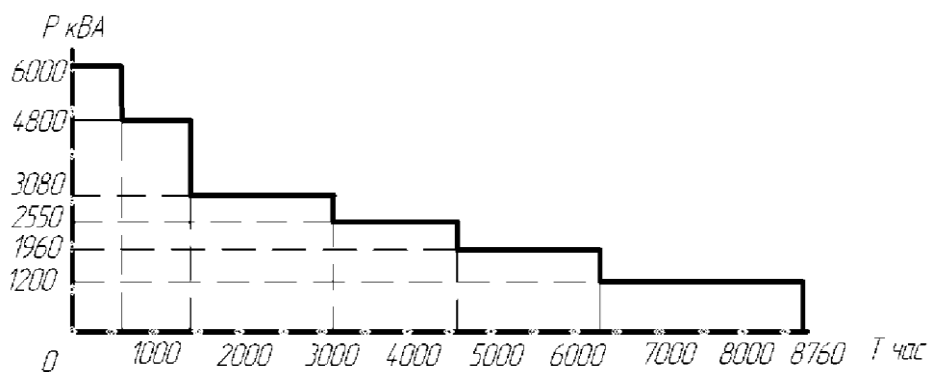


Рисунок 3 – Суммарный годовой график дополнительной нагрузки

«По представленным графикам нагрузок определяем расчетную мощность как для потребителей электрической энергии, так и ГПП» [10].

«Расчет полной мощности для потребителей производим» [11] по формуле:

$$S_n = \frac{P_{in}}{\cos \varphi_{in}} \quad (1)$$

где P_{in} – «максимальная потребляемая активная, кВт» [1].

Определяем полную мощность Ф-1:

$$S_{\Phi 1} = \frac{12400}{0.92} = 13478,3 \text{ кВА}$$

Определяем полную мощность Ф-2:

$$S_{\Phi 2} = \frac{9608}{0,92} = 10443,5 \text{ кВА}$$

Определяем полную мощность дополнительной нагрузки:

$$S_{\text{доп}} = \frac{6000}{0,92} = 6521,7 \text{ кВА},$$

где $\cos\varphi = 0,92$ – коэффициент мощности потребителей.

«Определяем значение потребляемой электроэнергии отдельных потребителей» [1]:

$$W = \sum_{i=1}^k \cdot \frac{P_{in}}{t_{in}}, \quad (2)$$

где P_{in} – «потребляемая активная мощность соответствующей ступени графика, кВт;

t_{in} – продолжительность нагрузки соответствующей ступени графика, час» [1].

«Определяем значение потребляемой электроэнергии Ф-1» [12]:

$$\begin{aligned} W_{\Phi 1} &= \frac{12400 \cdot 500 + 9540 \cdot 750 + 6210 \cdot 2850 + 2876 \cdot 3240 + 1200 \cdot 280 + 485 \cdot 1140}{1000} = \\ &= 41260,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \end{aligned}$$

«Определяем значение потребляемой электроэнергии Ф-2» [1]:

$$W_{\Phi 2} = \frac{9608 \cdot 640 + 7250 \cdot 820 + 5810 \cdot 1700 + 4180 \cdot 3240 + 2465 \cdot 1430 + 825 \cdot 930}{1000} =$$

$$= 39806,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

«Определяем значение потребляемой электроэнергии дополнительной нагрузки» [1]:

$$W_{\text{доп}} = \frac{6000 \cdot 640 + 4800 \cdot 820 + 3080 \cdot 1700 + 2550 \cdot 980 + 1960 \cdot 2260 + 1200 \cdot 2360}{1000} =$$

$$= 22772,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

«Определяем значение потребляемой электроэнергии по подстанции в целом» [1]:

$$W_{\text{пс}} = 41260,6 + 39806,5 + 22772,6 = 103839,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

«Определяем значение продолжительности максимальной годовой нагрузки подстанции» [1]:

$$T_{\text{м}} = \frac{W_{\text{мак}}}{P_{\text{мак}}}$$

где $P_{\text{мак}}$ – «максимальная потребляемая мощность по подстанции в целом, МВт;

$W_{\text{мак}}$ – максимальная потребляемая электроэнергия по подстанции в целом, МВт·ч» [1].

$$T_{\text{м}} = \frac{103839,7}{16} = 6489,9 \text{ ч}$$

«Суммарный годовой график нагрузок потребителей подстанции в целом» [1] показан на рисунке 4.

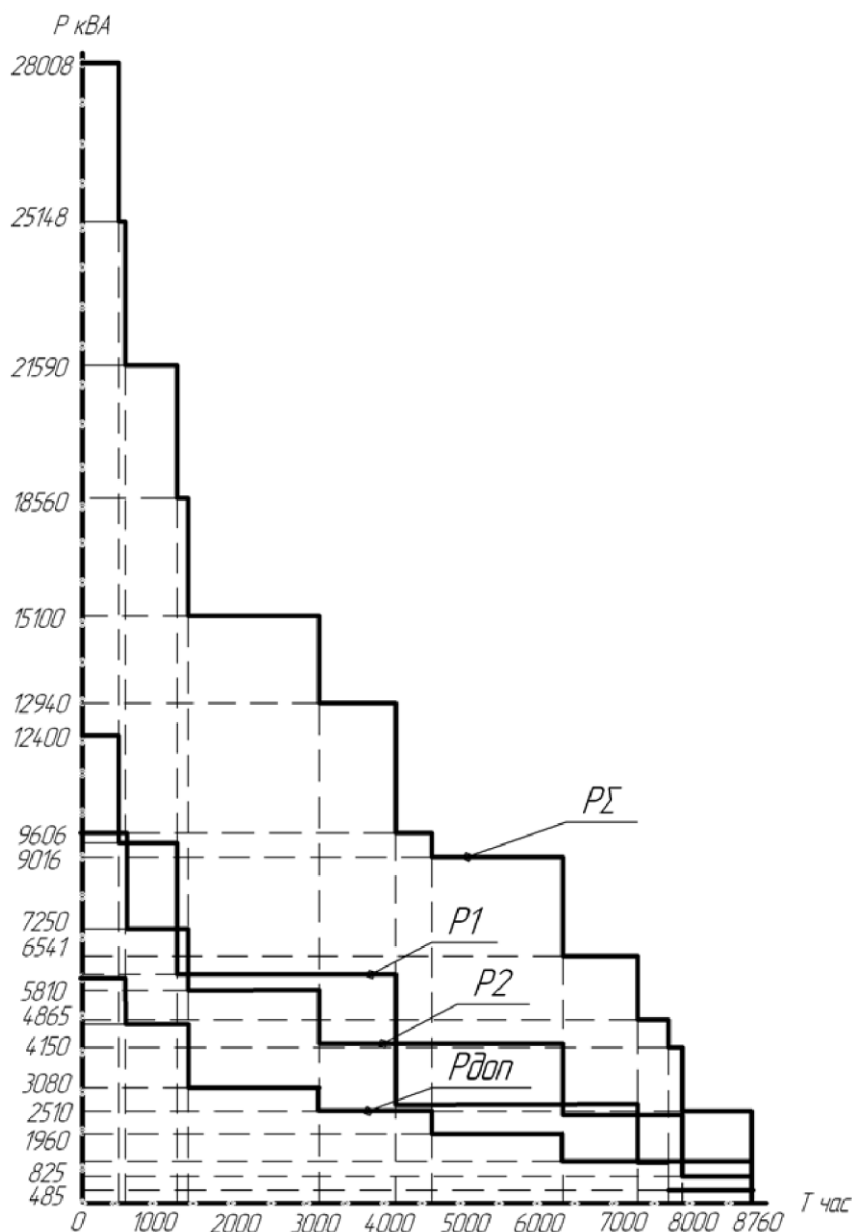


Рисунок 4 – Суммарный годовой график нагрузок подстанции

«В процессе проектирования или технического перевооружения главных понизительных подстанций, а также иных распределительных устройств выбор мощности силового трансформаторного оборудования осуществляется таким образом, что при плановом или аварийном отключениях одного из двух, оставшийся в работе мог бесперебойно осуществлять электроснабжение всех конечных потребителей» [1].

«С точки зрения надежности систем электроснабжения

рассматриваемая схема имеет ряд недостатков, исключая которые, возможно существенно повысить надежность схемы системы» [1].

«Первый недостаток схемы заключается в том, что отсутствует система автоматического ввода резерва по стороне 110 кВ» [13].

«Второй недостаток схемы заключается в том большинство элементов системы электроснабжения выработали установленный производителем нормальный срок эксплуатации и требуют замены» [1].

«С целью устранения первого недостатка необходима установка двух вводных выключателей и одного секционного на напряжение 110 кВ, а также оснащение системой АВР-110 кВ» [1].

«С целью устранения второго недостатка, а также учитывая повышенный износ оборудования 110, 6 кВ, необходима полная реконструкция ОРУ-110 и ЗРУ-6 кВ с полной заменой существующих силовых ячеек 6 кВ и релейной защиты. Связь между первой и второй секцией сборных шин будет осуществлена при помощи секционного разъединителя и выключателя» [1].

«В ходе реализации указанных мероприятий значительно повысится уровень структурной надежности понизительной подстанции «ЗАО Комаровский», благодаря чему появляется возможность повысить надежность распределительных сетей 6, 0,4 кВ путем использования двухлучевой схемы» [14] с применением блочных трансформаторных подстанций типа 2 БКТП.

2.2 Выбор коммутационного оборудования и токоведущих частей

Головная схема электросоединений подстанции представляет собой группу электрического оборудования (трансформаторы, реакторы, выключатели).

«Схемы главных понизительных подстанций при определенном проектировании разрабатываются на основании перспектив развития всей

энергосистемы в целом, схем снабжения электрической энергией региона и иных ранее сделанных или выдвинутых предположений и разработок, направленных на развитие электросетей и должны соответствовать следующим требованиям:

- производить переключающие операции необходимого количества линий электропередачи, трансформаторов, автотрансформаторов с учетом возможностей подстанции;
- поддерживать необходимый уровень надежности функционирования распределительных устройств исходя из критериев электроснабжения покупателей электрической энергии в согласовании с категориями электроприемников потребителей и транзитных потоков мощности в устойчивом режиме без лимитирования мощности и в поставарийных режимах, когда обесточенными остаются несколько присоединений с учетом той нагрузки, которое несло на себе отключившееся оборудование;
- при необходимости производить секционирование сетей электроснабжения и гарантировать функционирование распределительных устройств при заданных значениях токов К.З;
- учитывать вероятность возникновения аварийных ситуаций и обеспечивать безопасность при проведении восстановительных работ на отдельных элементах системы;
- обеспечивать предъявляемые требования по наглядности, компактности и унификации при сервисном обслуживании» [7].

«Принимаем схему включения с выключателями на высокой стороне напряжения и перемычкой с выключателями в цепях трансформатора» [2]. Представленная схема на рисунке 5 соответствует всем перечисленным требованиям.

Рассмотрим работу схемы.

«В установившемся нормальном режиме функционирования выключатели Q1, Q2 имеют замкнутые контакты. Выключатель Q3

находится в горячем резерве. Контактные части разъединителей QS1... QS8 находятся в замкнутом положении. Электроснабжение потребителей выполнено благодаря 2-м ЛЭП W1, W2 посредством выключателей и разъединителей, а также с использованием трансформаторов» [2].

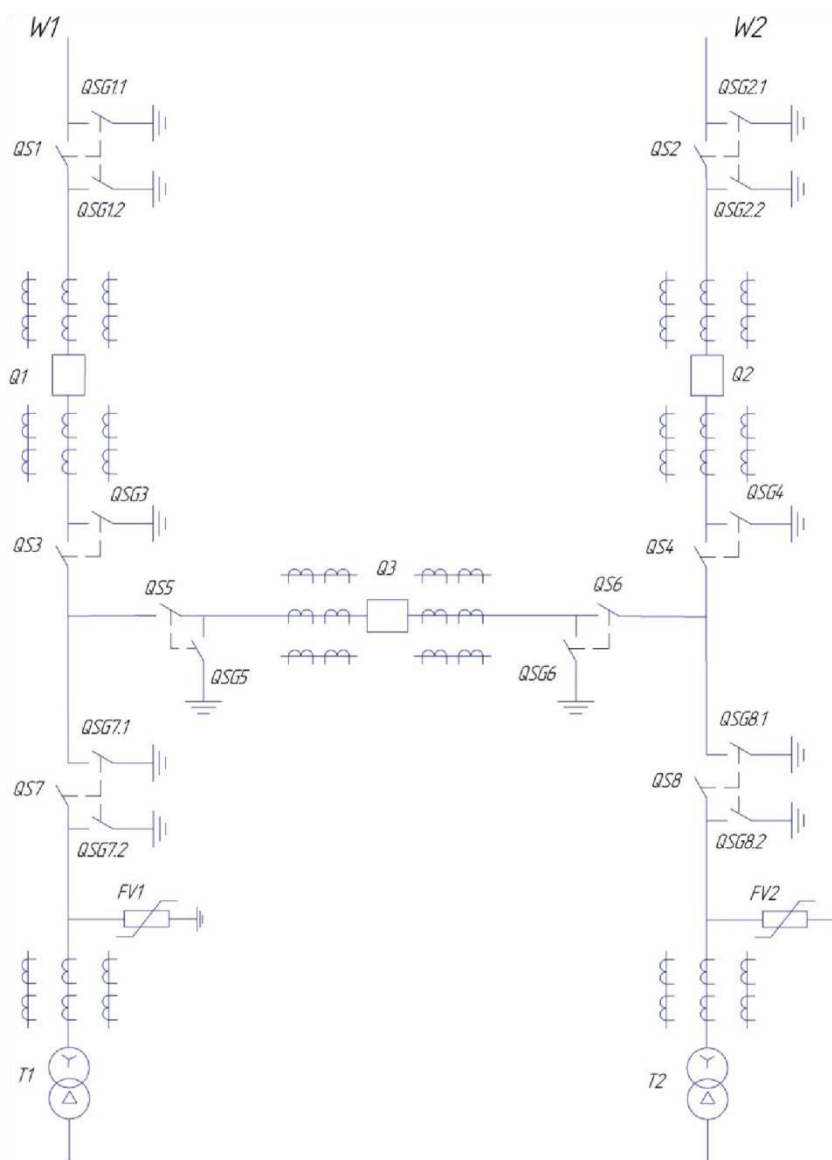


Рисунок 5 – Схема ОРУ 110 кВ

«При осуществлении сервисного обслуживания ЛЭП W1 (W2) требуется отключение выключателя Q1 (Q2). При отключении данного выключателя включается в работу секционный выключатель Q3. Данная манипуляция проходит без отключения действующих трансформаторов» [2].

«При выводе в ремонт части линий по причине КЗ выключается выключатель Q1 (Q2), в свою очередь трансформатор Т1 (Т2) на какое-то время остается без напряжения. В данном случае устройством автоматического включения резерва будет введен в работу секционный выключатель, а потребитель не пострадает» [3].

«На стороне 6 кВ выбираем схему «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [3] Схема представлена на рисунке 6

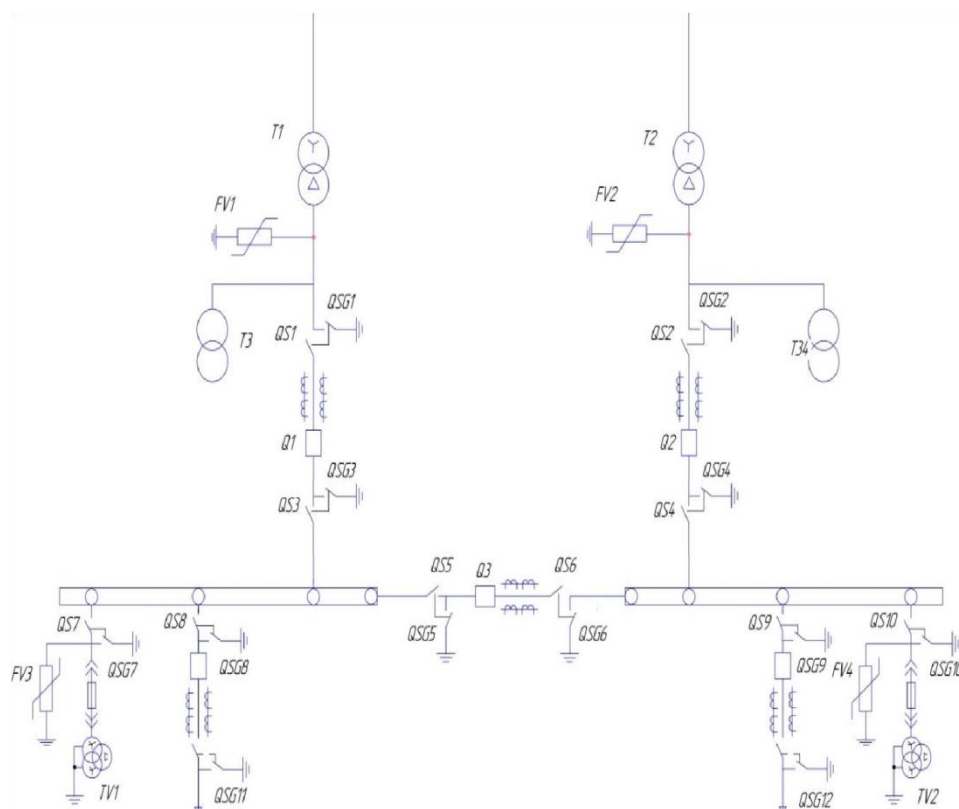


Рисунок 6 – Схема РУ 6 кВ

«При возникновении дефекта одного из трансформаторов газовая, дифференциальная релейная защита или МТЗ производит отключение выключателей по низкой и высокой сторонах напряжения относительно поврежденного трансформатора. Вследствие чего по стороне низкого напряжения системой АВР будут включены в работу секционные выключатели, тем самым конечный потребитель обесточен не будет» [15].

Работа системы.

«В установившемся нормальном режиме функционирования выключатели Q1, Q2 имеют замкнутые контакты. Выключатель Q3 находится в горячем резерве. Контактные части разъединителей QS1... QS10 находятся в замкнутом положении. Электроснабжение потребителей осуществляется с помощью выключателей и разъединителей, а также с использованием трансформаторов» [3].

«При отключении напряжения I (II) секции сборных шин системой автоматического ввода резерва будет осуществлено отключение выключателя Q1 (Q2) и введен в работу секционный выключатель Q3, вследствие чего электроснабжение потребителя нарушено не будет» [3].

«При возникновении дефекта одного из трансформаторов газовая, дифференциальная релейная защита или МТЗ производит отключение выключателей по низкой и высокой сторонах напряжения относительно поврежденного трансформатора. Вследствие чего по стороне низкого напряжения системой АВР будут включены в работу секционные выключатели, тем самым конечный потребитель обесточен не будет» [16].

«Выбор мощности трансформаторов производится на основании технико-экономического расчета, исходя из полной расчетной нагрузки объекта, удельной плотности нагрузки, стоимости электроэнергии и других факторов» [3].

«Оптимальная мощность соответствует минимальным приведенным затратам» [4].

«При выборе мощности трансформаторов так же учитывается возможность кратковременных перегрузок, если они не превышают 40% номинальной мощности трансформатора, на время прохождения максимума нагрузки» [6].

На подстанции ЗАТО Комаровский «имеется два уровня напряжения 110 кВ и 6 кВ, потребители 1 и 2 категории, следовательно, подстанция должна иметь два трехфазных двухобмоточных трансформатора» [4].

«Для двухтрансформаторной подстанции, исходя из допустимой аварийной перегрузки (40%), принято использовать приближенное выражение» [17]:

$$S_{\text{номТ}} = 0,7 \cdot S_{\text{max}} = 0,7 \cdot 28006 = 19604 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{ном.Т2}} > S_{\text{ном.Т1}} \geq S_{\text{ном.Т}}$$

$$40 \text{ МВА} > 25 \text{ МВА} \geq 19604 \text{ МВА}$$

Для дальнейшего рассмотрения выбираем два трансформатора:

- ТРДН – 25000/110/6/6 кВА;
- ТРДН – 40000/110/6/6 кВА.

2.3 Разработка предложений по снижению потерь

При выборе схем распределительных устройств руководствуются следующими требованиями, предъявляемыми к ним:

- надёжность электроснабжения потребителей;
- простота;
- экономичность;
- оперативная гибкость;
- приспособленность к проведению ремонтных работ.

Схема считается экономичной, если на одно присоединение приходится один выключатель.

Вывод в ремонт оборудования не должен приводить к нарушению работы схемы. Схема должна позволять проводить расширение без коренной реконструкции.

Схемы 110 кВ и выше должны позволять выводить в ремонт любой выключатель без нарушения работы присоединения.

Для уменьшения потерь на подстанции ЗАТО Комаровский следует

принять комплекс мер, направленных на модернизацию оборудования и улучшение технологических процессов. Одной из главных целей является замена устаревших и неэффективных элементов системы на более современные и энергоэффективные аналоги. В частности, следует уделить внимание замене силовых трансформаторов, коммутационных аппаратов и улучшению систем защиты.

Первым шагом в процессе снижения потерь является замена старых трансформаторов на более современные модели с минимальными потерями энергии. Например, для подстанции предлагается использовать трансформаторы ТРДН с номинальной мощностью 25000 кВА и 40000 кВА. Потери активной мощности трансформаторов в режиме холостого хода составляют 29 кВт для трансформатора ТРДН-25000 и 42 кВт для трансформатора ТРДН-40000

Все эти меры, направленные на модернизацию оборудования подстанции, помогут значительно снизить потери энергии, повысить энергоэффективность, улучшить надежность системы и снизить эксплуатационные расходы.

«Технические данные ТРДН – 25000/110/6/6 кВА» [4]:

$$\Delta P_{xx} = 29 \text{ кВт} \quad I_{xx} \% = 0.8 \% \quad \Delta P_{k3} = 120 \text{ кВт} \quad U_K \% = 10.5\%.$$

Приведенные потери акт. мощности трансформатора в режиме х.х.

$$P_x = P_{xx} + K_{ип} \cdot Q_x \quad (4)$$

где $K_{ип}$ – «коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителя от источника питания и составляет 0.02-0.2 кВт/квар. Для расчетов принимаем $K_{ип}=0.05$ кВт/квар» [4].

$$P_x = 29 + 0,05 \cdot 200 = 39 \text{ кВт}$$

«Потери реактивной мощности трансформатора на х.х.» [18]:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{ном. т} \quad (5)$$

$$Q_{xx} = \frac{0,8}{100} \cdot 2500 = 20 \text{кВар}$$

Н»апряжение короткого замыкания обмоток трансформатора» [4]:

$$U_{кв}=0,125 U_{вн нн} \quad (6)$$

$$U_{кв}=0,125 \cdot 10,5=1,31\%$$

$$U_{к нн1}=U_{к нн,2}=1,75 U_{вн-нн} \quad (7)$$

$$U_{к нн. 1}=1,75 \cdot 10,5=18,38\%$$

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_{кв} = \frac{U_{кв}\%}{100} \cdot S_{нт} \quad (8)$$

$$Q_{кв} = \frac{1,31}{100} \cdot 25000 = 328,13 \text{кВар}$$

$$Q_{кнн1} = Q_{кнн2} = \frac{U_{кнн}}{100} \cdot S_{нт} \quad (9)$$

$$Q_{кнн1} = Q_{кнн2} = \frac{18,38}{100} \cdot 25000 = 4593,75 \text{кВар}$$

Приведенные потери акт. мощности трансформатора в режиме к.з.:

$$P'_{кв}=P_{квн}+K_{ип} \cdot Q_{кв} , \quad (10)$$

где $P_{квн}=0$

$$P'_{кв}=0+0,05 \cdot 328,13=16,41 \text{ кВт}$$

$$P_{кн1}=P_{кн2} \cdot P_{кз}+K_{ип} \cdot Q_{кн} \quad (11)$$

$$P'_{кн}=12 \cdot 1200,05 \cdot 4593,75=496,69 \text{ кВт}$$

$$P'_к=P'_{кн}+P'_{кв} \quad (12)$$

$$P'_к=496,69+16,4=1513,10 \text{ кВт}$$

«Коэффициент загрузки ВН обмотки трансформатора на i -ой ступени годового графика нагрузки» [4]:

$$K_{ЗВ} = \frac{S_{BI}}{S_{НОМ.Т}} \quad (13)$$

$$K_{ЗВ} = \frac{28,008}{25} = 1,12$$

«Коэффициент загрузки НН обмотки трансформатора на i -ой ступени годового графика нагрузки» [4]:

$$K_{ЗН} = \frac{S_{BI}}{S_{НОМ.Т}} \quad (14)$$

$$K_{ЗН} = \frac{28,008}{2 \cdot 25} = 0,56$$

Приведенные потери мощности:

$$P_T = P_X + K_{ЗВ}^2 \cdot P_{КВН} + K_{загр\text{ нн}}^{12} \cdot P_{КНН} + K_{загр\text{ нн}}^{22} \cdot P_{К\text{ нн}} \quad (15)$$

$$P_T = 39 + 1,12 \cdot 16,41 + 2 \cdot 0,56 \cdot 496,69 = 371,11 \text{ кВт}$$

«Потеря электроэнергии холостого хода на i -й ступени годового графика нагрузки» [4]:

$$\Delta W_{xx} = nT \cdot P_x \cdot T_i \quad (16)$$

«Суммарная потеря холостого хода» [4]:

$$\Delta W_{xx} = \sum \Delta \cdot W_{xx} \cdot i \quad (17)$$

«Потери электроэнергии холостого хода на i -й ступени годового графика нагрузки» [4]:

$$W_{xx} = P_{к.вн} \cdot K_{зв} \cdot T_i \quad (18)$$

$$W_{xx} = P_{к.нн} \cdot K_{зн} \cdot T_i$$

где T_i – продолжительность нахождения нагрузки S_i на i -той ступени.

«Суммарная потеря короткого замыкания» [4]:

$$\Delta W_{кз} = \sum \Delta \cdot W_{кз} \cdot i \quad (19)$$

«Потери электроэнергии в трансформаторах подстанции» [4]:

$$\Delta W_{nc} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{квi} + \sum \Delta W_{кн} + \sum \Delta W_{кн2} \quad (20)$$

«Экономическая нагрузка $S_{э}$, ниже которой целесообразно отключать один из трансформаторов» [4]:

$$S_{эпс} = S_{номт} \cdot \sqrt{n_T(n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_k}}, \quad (21)$$

$$S_{эпс} = 25000 \cdot \sqrt{2(2 - 1) \cdot \frac{39}{513,10}} = 9,74 \text{ МВa}$$

«Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах» [4] целесообразно выполнять с помощью таблицы 2.

Таблица 2 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторе

-						P'_x	-			$P'_{к.в}$	$P'_{к.нн1}$	$P'_{к.нн2}$
i	$S_{внi},$ МВА	$S_{нн1},$ МВА	$S_{нн2},$ МВА	n_i	$T_i, \text{ ч}$	$\&W_{xi},$ кВт*ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.нн1i}$	$k_{з.нн2i}$	$\&W_{к.вi},$ кВт*ч	$\&W_{к.нн1i}$ кВт*ч	$\&W_{к.нн2i}$ кВт*ч
1	28,00	14,00	14,00	2	500	38962,8	1,12	0,56	0,56	5149,12	38962,8	38962,8
2	25,15	12,57	12,57	2	100	6282,35	1,00	0,50	0,50	830,24	6282,35	6282,35
3	21,59	10,80	10,80	2	700	32413	0,86	0,43	0,43	4283,53	32413	32413

Продолжение таблицы 2

-						P _x	-			P _{к.в}	P _{к.нн1}	P _{к.нн2}
i	S _{ВНi} , МВА	S _{НН1} , МВА	S _{НН2} , МВА	n _i	T _i , ч	&W _{xi} , кВт*ч	k _{з.вi}	k _{з.нн1i}	k _{з.нн2i}	&W _{к.вi} , кВт*ч	&W _{к.нн1i} , кВт*ч	&W _{к.нн2i} , кВт*ч
4	18,56	9,28	9,28	2	200	6843,86	0,74	0,37	0,37	904,45	6843,86	6843,86
5	15,1	7,55	7,55	2	1600	36240,1	0,60	0,30	0,30	4789,30	36240,1	36240,1
6	12,94	6,47	6,47	2	1000	16633,5	0,51	0,25	0,25	2198,20	16633,5	16633,5
7	9,61	4,80	4,80	1	500	9166,44	0,38	0,19	0,19	1211,39	9166,44	9166,44
8	9,02	4,51	4,51	1	1800	29070	0,36	0,18	0,18	3841,75	29070	29070
9	6,54	3,27	3,27	1	1000	8500,29	0,26	0,13	0,13	1123,35	8500,29	8500,29
10	4,87	2,43	2,43	1	400	1880,92	0,19	0,09	0,09	248,57	1880,92	1880,92
11	4,15	2,08	2,08	1	200	684,34	0,16	0,08	0,08	90,44	684,34	684,339
12	2,51	1,26	1,26	1	760	951,28	0,10	0,05	0,05	125,72	951,28	951,276
Итого потери по ТП:					8760	372940	-	-	-	24796,10	187629	187629
					772993,7567							

$$\begin{aligned}\sum \Delta W_{xi} &= 372940 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \\ \sum \Delta W_k &= \Delta W_{квi} + \Delta W_{кнн1i} + \Delta W_{кнн2i} \\ \sum \Delta W_k &= 400054,10 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \\ \sum \Delta W_{ПС} &= 772993,75 \text{ кВт}\cdot\text{ч}\end{aligned}\quad (22)$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{W_{ПС}} = C_{эx} \cdot T_x \cdot W_{xi} + C_{эк} \cdot W_k \quad (23)$$

где $C_{эx} \cdot T_x = 0,648$ руб/кВт·ч – «стоимость 1 кВт·ч потерь эл.энергии х.х. трансформаторов за время их работы в году» [4];
 $C_{эк} = 0,918$ руб/кВт·ч «стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь эл.энергии трансформатора» [4].

$$I_{W_{ПС}} = 0,648 \cdot 372940 + 0,918 \cdot 400054,10 = 608914,78 \text{ руб.}$$

«Дальнейшее определение вариантов выбора трансформаторов

производим методом приведенных затрат» [4].

«Ежегодные эксплуатационные издержки» [4]:

$$Иэ = P_{\text{сум}} \cdot K_1, \quad (24)$$

где $P_{\text{сум}} = 0,094$

$$Иэ = 0,094 \cdot 14000000 = 1316000 \text{ руб.}$$

$$K_1 = 2 \cdot K \quad (25)$$

$$K_1 = 2 \cdot 14000000 = 28000000 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты:

$$З_{\text{пр}} = E \cdot K_1 + Иэ + W_{\text{пс}} \quad (26)$$

$$З_{\text{пр}} = 0,33 \cdot 14000000 + 1316000 + 608914,78 = 6544914,78 \text{ руб}$$

Технические данные ТРДН – 40000/110/6/6 кВА:

$$\Delta P_{\text{хх}} = 42 \text{ кВт}$$

$$I_{\text{хх}\%} = 0,7 \%$$

$$\Delta P_{\text{кз}} = 175 \text{ кВт}$$

$$U_{\text{к}\%} = 10.5 \%$$

«Приведенные потери мощности трансформатора в режиме х.х. » [4]:

$$P_x = P_x + K_{\text{ип}} \cdot Q_x \quad (27)$$

где $K_{\text{ип}}$ – «коэффициент изменения потерь, который зависит от удаленности потребителя от источника питания и составляет 0.02 0.2 кВт/кВар. Для расчетов принимаем $K_{\text{ип}}$ 0.05 кВт/кВар» [4].

$$P_x = 42 + 0,05 \cdot 280 = 56 \text{ кВт}$$

«Потери реактивной мощности трансформатора на х.х.» [4]:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx}\%}{100} \cdot S_{номТ}$$

$$Q_{xx} = \frac{0,7}{100} \cdot 40000 = 280 \text{ кВар} \quad (28)$$

«Напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора» [4]:

$$U_{кв}=0,125 \cdot U_{вннн} \quad (29)$$

$$U_{кв}=0,125 \cdot 10,5=1,31\%$$

$$U_{кнн.1}=U_{кнн.2}=1,75 U_{вннн} \quad (30)$$

$$U_{кнн.1}=1,75 \cdot 10,5=18,38\%$$

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме к.з.:

$$Q_{кв} = \frac{U_{кв}\%}{100} \cdot S_{нт} \quad (31)$$

$$Q_{кв} = \frac{1,31}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ кВар}$$

$$Q_{кнн1} = Q_{кнн2} = \frac{U_{кнн}}{100} \cdot S_{нт} \quad (32)$$

$$Q_{кнн1} = Q_{кнн2} = \frac{18,38}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ кВар}$$

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме к.з.

$$P'_{кв}=P_{квн}+K_{ип} \cdot Q_{кв} , \quad (33)$$

где $P_{квн}=0$

$$P'_{кв}=0+0,05 \cdot 525=26,25 \text{ кВт}$$

$$P_{кн1}=P_{кн2} \cdot P_{кз}+K_{ип} \cdot Q_{кн} \quad (34)$$

$$P'_{кн}=2 \cdot 175+ 0,05 \cdot 7350=717,5 \text{ кВт}$$

$$P'_к=P'_{кн}+P'_{кв} \quad (35)$$

$$P'_к=717,5+26,25=743,75 \text{ кВт}$$

«Коэффициент загрузки ВН обмотки трансформатора на i-ой ступени годового графика нагрузки» [4]:

$$K_{ЗВ} = \frac{S_{BI}}{S_{НОМ.Т}} \quad (36)$$

$$K_{ЗВ} = \frac{28,008}{40} = 0,7$$

«Коэффициент загрузки НН обмотки трансформатора на i-ой ступени годового графика нагрузки» [4]:

$$K_{ЗН} = \frac{S_{BI}}{S_{НОМ.Т}} \quad (37)$$

$$K_{ЗН} = \frac{28,008}{240} = 0,35$$

«Приведенные потери мощности» [4]:

$$P_T = P_X + K_{ЗВ}^2 \cdot P_{КВН} + K_{загр\ нн}^{12} \cdot P_{КНН} + K_{загр\ нн}^{22} \cdot P_{К\ нн}. \quad (38)$$

$$P_T = 56 + 0,7 \cdot 26,25 + 0,35 \cdot 2 \cdot 717,50 + 0,35 = 244,65 \text{ кВт}$$

«Потеря электроэнергии холостого хода на i-й ступени годового графика нагрузки» [4]:

$$W_{xx} = nT \cdot P_x \cdot T_x \quad (39)$$

«Суммарная потеря холостого хода» [4]:

$$\Delta W_{xx} = \sum \Delta \cdot W_{xx} \cdot i \quad (40)$$

«Потеря электроэнергии холостого хода на i-й ступени годового графика нагрузки» [4]:

$$W_{xx} = P_{К.ВН} \cdot K_{ЗВ} \cdot T_i + P_{К.НН} \cdot K_{ЗН} \cdot T_i \quad (41)$$

где T_i – «продолжительность нагрузки S_i на i-той ступени» [4].

«Суммарная потеря короткого замыкания» [4]:

$$\Delta W_{кз} = \sum \Delta \cdot W_{кз} \quad (42)$$

«Потери электроэнергии в трансформаторах ПС» [4]:

$$\Delta W_{пс} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{квi} + \sum \Delta W_{кн} + \sum \Delta W_{кн2} \quad (43)$$

«Экономическая нагрузка $S_{э}$, ниже которой целесообразно отключать один из трансформаторов» [4]:

$$S_{эпс} = S_{номт} \cdot \sqrt{n_T(n_T - 1) \cdot \frac{P_x}{P_k}}, \quad (44)$$

$$S_{эпс} = 40000 \cdot \sqrt{2(2 - 1) \cdot \frac{56}{743,75}} = 15,52 \text{ МВa}$$

«Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах» [4] целесообразно представить в виде таблицы 3.

Таблица 3 – «Расчет потерь электроэнергии в трансформаторе ТРДН 40000/110/6/6 кВА» [4]

-						P'_x	-			$P'_{к.в}$	$P'_{к.нн1}$	$P'_{к.нн2}$
i	$S_{ВНi},$ МВ А	$S_{НН1},$ МВА	$S_{НН2},$ МВ А	n_i	$T_i, \text{ ч}$	$\&W_{xi},$ кВт*ч	$k_{з.вi}$	$k_{з.нн1}$ i	$k_{з.нн2i}$	$\&W_{к.вi},$ кВт*ч	$\&W_{к.нн1i}$ кВт*ч	$\&W_{к.нн2i}$ кВт*ч
1	28,01	14,00	14,00	2	500	42000	0,70	0,35	0,35	3217,46	21986	21986
2	25,15	12,57	12,57	2	100	8400	0,62	0,31	0,31	518,78	3545,02	3545,02
3	21,59	10,80	10,80	2	700	58800	0,53	0,26	0,26	2676,59	18290,10	18290,10
4	18,56	9,28	9,28	2	200	16800	0,46	0,23	0,23	565,15	3861,87	3861,87
5	15,1	7,55	7,55	1	1600	67200	0,37	0,18	0,18	5985,26	40899,30	40899,30
6	12,94	6,47	6,47	1	1000	42000	0,32	0,16	0,16	2747,12	18772	18772

Продолжение таблицы 3

-						P` <sub>x</sub>	-			P` _{к.в}	P` <sub>к.нн1</sub>	P` _{к.нн2}
і	S _{ВНі} , МВ А	S _{НН1} , МВА	S _{НН2} , МВ А	n _і	T _і , ч	&W _{xi} , кВт*ч	k _{з.Ві}	k _{з.нн1} і	k _{з.нн2і}	&W _{к.Ві} , кВт*ч	&W, к.нн1і кВт*ч	&W, к.нн2і кВт*ч
7	9,61	4,80	4,80	1	500	21000	0,24	0,12	0,12	756,95	5172,46	5172,46
8	9,02	4,51	4,51	1	1800	75600	0,22	0,11	0,11	2400,54	16403,70	16403,70
9	6,54	3,27	3,27	1	1000	42000	0,16	0,08	0,08	701,94	4796,56	4796,56
10	4,87	2,43	2,43	1	400	16800	0,12	0,06	0,06	155,32	1061,37	1061,37
11	4,15	2,08	2,08	1	200	8400	0,10	0,05	0,05	56,51	386,16	386,16
12	2,51	1,26	1,26	1	760	31920	0,06	0,03	0,03	78,55	536,79	536,79
Итого потери по ТП:					8760	43092 0	-			19860,2	135711	135711
					722202,80							

$$\begin{aligned}\sum \Delta W_{xi} &= 430920 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \\ \sum \Delta W_k &= \Delta W_{квi} + \Delta W_{кннi} + \Delta W_{кннi} \quad (45) \\ \sum \Delta W_k &= 291282,20 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \\ \sum \Delta W_{пс} &= 722202,80 \text{ кВт} \cdot \text{ч}\end{aligned}$$

«Определяем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторах»
[4]:

$$I_{W_{пс}} = C_{эx} \cdot T_x \cdot W_{xi} + C_{эк} \cdot W_k \quad (46)$$

где $C_{эx}, T_x = 0,648$ руб/кВт·ч – «стоимость 1 кВт·ч потерь эл.энергии х.х. трансформаторов за время их работы в году» [4];

$C_{эк} = 0,918$ руб/кВт×ч «стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь эл.энергии трансформатора» [4].

$$I_{W_{пс}} = 0,648 \cdot 430920 + 0,918 \cdot 29128,20 = 305975,84 \text{ руб.}$$

«Дальнейшее определение вариантов выбора трансформаторов производим методом приведенных затрат» [19].

«Ежегодные эксплуатационные издержки» [4]:

$$Иэ = P_{\text{сум}} \cdot K_1, \quad (47)$$

где $P_{\text{сум}} = 0,094$

$$Иэ = 0,094 \cdot 20000000 = 1880000 \text{ руб.}$$

$$K_1 = 2 \cdot K \quad (48)$$

$$K_1 = 2 \cdot 10000000 = 20000000 \text{ руб.}$$

«Приведенные затраты» [4]:

$$З_{\text{пр}} = E \cdot K_1 + Иэ + W_{\text{пс}} \quad (49)$$

$$З_{\text{пр}} = 0,33 \cdot 20000000 + 1880000 + 305975,84 = 8785975,84 \text{ руб}$$

«Сопоставление двух вариантов представлено» [4] в таблице 4,

Таблица 4 – Сопоставление двух вариантов

Трансформатор	Приведенные затраты
ТРДН-25000/110/6/6 кВА	$З_{\text{пр}} = 6544914,78 \text{ руб.}$
ТРДН-40000/110/6/6 кВА	$З_{\text{пр}} = 8785975,84 \text{ руб.}$

«На основании меньших приведенных затрат, выбираем для дальнейшего рассмотрения трансформатор ТРДН-25000/110/6/6 кВА» [4].

«Проведение расчетов токов короткого замыкания необходим при проектировании, реконструкции, техническом перевооружении для осуществления выбора электрооборудования, токоведущих частей, заземлений, устройств защиты» [20].

«Расчет токов короткого замыкания с целью осуществления выбора кабельной продукции производится по техническим и электродинамическим критериям при возникновении КЗ для определения характеристик срабатывания, определения чувствительности выбранных уставок РЗА рассчитывается приближенным методом» [16].

«При проведении расчетов не предусматривают следующие параметры:

- сдвиг по фазе электродвижущей силы и смена частоты;

- ток намагничивания трансформаторов;
- насыщение магнитных систем;
- емкостную проводимость ЛЭП;
- возможную не симметрию нагрузок;
- влияние резкопеременной нагрузки» [4].

«Схема для расчётов токов короткого замыкания» [4] представлена на рисунке 6.

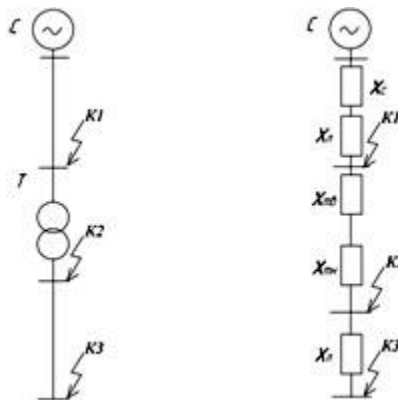


Рисунок 6 – Исходная схема для расчетов токов короткого замыкания

$$r_0=0,13; l=1,39_{\text{км}}; U_H=6,3\text{кВ}$$

«Исходные данные:

- система: $U_H=115\text{ кВ}$ $x_c=3,6\text{ Ом}$;
- воздушная линия: $x_o=0,4\text{ Ом/км}$; $l=2,5\text{ км}$; $U_H=115\text{ кВ}$;
- кабельная линия: $x_o=0,071\text{ Ом/км}$; $r_0=0,13$; $l=1,39\text{ км}$; $U_H=6,3\text{кВ}$;
- трансформатор: $S_H=25,0\text{ МВА}$ » [4].

«Определение параметров схемы замещения: при $S_6=1000\text{ МВА}$ » [4].

«Расчет токов К.З. в точке К1» [4].

«Принимаем базисную мощность равную: $S_6=1000\text{ МВА}$ » [4].

«Определим сопротивление системы» [4]:

$$X_c = X_0 \cdot \frac{S_6}{U_H^2} \quad (50)$$

$$X_c = 3,6 \cdot \frac{1000}{13225^2} = 0,27 \text{ О.е}$$

«Определим сопротивление по линии 110 кВ» [4]:

$$X_l = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_H^2} \quad (51)$$

где $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ – «сопротивление 1 км воздушной линии» [4].

$$X_l = 0,4 \cdot 2,5 \cdot \frac{1000}{13225} = 0,08 \text{ О.е}$$

«Результирующее сопротивление для точки К1» [4]:

$$X_{\Sigma I} = X_c + X_{вл} \quad (52)$$

$$X_{\Sigma I} = 0,27 + 0,08 = 0,35 \text{ О.е}$$

«Определим периодическую слагающую токов К.3» [4]:

$$I_{k1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \Sigma I} \quad (53)$$

$$I_{k1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,35} = 14,34 \text{ кА}$$

«Определим мощность короткого замыкания» [4]:

$$S_{K1} = \sqrt{3} \cdot I_{k1} \cdot U_H \quad (54)$$

$$S_{K1} = 1,73 \cdot 14,34 \cdot 115 = 2852,94 \text{ МВА}$$

«Определим ударный ток короткого замыкания» [4]:

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к1} \quad (55)$$

где $K_y = 1,8$ – «ударный коэффициент» [4].

$$I_{уд1} = 1,41 \cdot 1,8 \cdot 14,34 = 36,50 \text{ кА}$$

«Определяем действующие значения полного тока К.З.» [4]:

$$I_{y1} = I_{к1} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{y1} - 1)^2} \quad (56)$$

$$I_{y1} = 14,34 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 18,36 \text{ кА}$$

«Расчет токов К.З в точке К2» [4].

«Принимаем базисную мощность равную: $S_6 = 1000 \text{ МВА}$ Определяем сопротивление трансформатора» [4]:

$$X_{ТВ} = \frac{U_{КВ}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ТН}} \quad (57)$$

$$X_{ТВ} = \frac{0,78}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,31 \text{ О.е}$$

$$X_{ТН} = \frac{U_{КНН}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ТН}} \quad (58)$$

$$X_{ТН} = \frac{11,03}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,41 \text{ О.е}$$

где $U_{КВ} = U_K \cdot 0,125 = 6,3 \cdot 0,125 = 0,78$; $U_{КНН} = U_K \cdot 1,75 = 6,3 \cdot 1,75 = 11,03$.

«Определяем суммарное сопротивление для точки К2» [4]:

$$X_{\Sigma 2} = X_{\Sigma 1} + X_{ТВ} + X_{ТН} \quad (59)$$

$$X_{\Sigma 2} = 0,35 + 0,31 + 4,41 = 5,07 \text{ О.е.}$$

«Определим периодическую слагающую токов К.З» [4]:

$$I_{k2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot \Sigma 2} \quad (60)$$

$$I_{k2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,5 \cdot 0,7} = 17,52 \text{ кА}$$

«Определим мощность короткого замыкания» [4]:

$$S_{K2} = \sqrt{3} \cdot I_{K2} \cdot U_H \quad (61)$$

$$S_{K2} = 1,73 \cdot 17,52 \cdot 6,3 = 191,18 \text{ МВА}$$

«Определим ударный ток короткого замыкания» [4]:

$$I_{y2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{k2} \quad (62)$$

где $K_y = 1,72$ – ударный коэффициент.

$$I_{y2} = 1,41 \cdot 1,72 \cdot 17,52 = 41,80 \text{ кА}$$

«Определяем действующие значения полного тока К.З.» [4]:

$$I_{y2} = I_{k2} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{y2} - 1)^2} \quad (63)$$

$$I_{y2} = 17,52 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,72 - 1)^2} = 24,99 \text{ кА}$$

«Расчет токов К.З. в точке К3 (на сборных шинах РП РУ-6 кВ)

Определяем сопротивление кабельной линии (2×240)» [4]:

$$X_{кл} = \frac{X_0 \cdot l}{2} \quad (64)$$

$$X_{кл} = \frac{0,71 \cdot 1,39}{2} = 0,05 \text{ Ом}$$

$$R_{кл} = \frac{R_0 \cdot l}{2} \quad (65)$$

$$R_{\text{кл}} = \frac{0,13 \cdot 1,39}{2} = 0,09 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{кл}} = \sqrt{X_{\text{кл}}} + \sqrt{R_{\text{кл}}} \quad (66)$$

$$Z_{\text{кл}} = \sqrt{0,05} + \sqrt{0,09} = 2,57 \text{ О.е}$$

«Определяем суммарное сопротивление для точки КЗ» [4]:

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma 3} + X_{\text{тв}} + X_{\text{тн}} + Z_{\text{кл}} \quad (67)$$

$$X_{\Sigma 3} = 0,35 + 0,31 + 0,41 + 2,57 = 7,64 \text{ О.е}$$

«Определим периодическую слагающую токов К.З.» [4]:

$$I_{\text{кз}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot X_{\Sigma 3}} \quad (68)$$

$$I_{\text{кз}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 7,64} = 11,62 \text{ кА}$$

«Определим мощность короткого замыкания» [4]:

$$S_{\text{кз}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}} \cdot U_{\text{н}} \quad (69)$$

$$S_{\text{кз}} = 1,73 \cdot 11,62 \cdot 6,3 = 126,64 \text{ МВА}$$

Определим ударный ток К.З.:

$$i_{\text{удз}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{кз}} \quad (70)$$

где $K_{\text{у}} = 1,72$ – ударный коэффициент.

$$i_{\text{удз}} = 1,41 \cdot 1,72 \cdot 11,62 = 28,26 \text{ кА}$$

«Определяем действующие значения полного тока К.З.» [4]:

$$I_{y3} = I_{к3} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{y3} - 1)^2} \quad (71)$$

$$I_{y3} = 11,62 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,72 - 1)^2} = 16,54 \text{ кА}$$

«Результаты расчетов токов короткого замыкания» [4] подстанции ЗАТО Комаровский сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчетов токов к.з. подстанции «ЗАТО «Комаровский»

Точки К.З.	I_k , кА	$i_{уд}$, кА	I_y , кА	$S_{к.з.}$, МВА
K1	14,34	36,50	18,36	2852,94
K2	17,52	41,80	24,99	191,18
K3	11,62	28,26	16,54	126,64

«Все элементы электросистемы могут находиться в трех основных режимах функционирования: в режиме номинальной нагрузки (самый продолжительный режим работы), режиме перегрузок (до 40 %) и в режиме КЗ» [9].

«При номинальном режиме эксплуатации надежное функционирование оборудования обусловлено верным выбором их по номинальному току и напряжению» [9].

«При ненормальном режиме, когда величина суммарной нагрузки превышает допустимое (номинальное) значение надежное функционирование оборудования лимитировано по продолжительности, а время пребывания оборудования в данном состоянии исключительно зависит от величин тока и напряжения. Так для каждой единицы электротехнической системы имеется диапазон значений тока и напряжений, при котором гарантируется работа без разрушения его целостности» [9].

«При режиме короткого замыкания надежное функционирование оборудования обусловлено соотношением выбранных характеристик данного оборудования по условиям термической и электродинамической стойкости.

Для коммутационной аппаратуры, за исключением аппаратуры с ручным приводом, добавляется обязательный параметр, который характеризует отключающую способность» [9].

«При выборе оборудования и токоведущих частей необходимо принимать во внимание род установки. Иными словами, место установки может быть либо внутри помещения, либо на открытом воздухе. Также следует учитывать климатические особенности» [9].

«Схемы для расчета токов короткого замыкания выбираются или строятся таким образом, чтобы были учтены самые неблагоприятные тяжелые условия функционирования исследуемой системы. На расчётной схеме выбирается ряд точек короткого замыкания (условно), в которых через установку, при котором замыкание протекает наибольший ток» [9].

«После проведения необходимых расчетов, выбранное оборудование и другие токоведущие части должны отвечать требованиям техникоэкономического расчета» [9].

Выбор выключателей.

«Высоковольтные выключатели подразделяются на: масляные; электромагнитные; воздушные; вакуумные; элегазовые» [9].

«Следующим этапом в развитии коммутационной аппаратуры является создание новых вакуумных и элегазовых выключателей» [9].

«В сетях 110 кВ электроснабжающие организации начали масштабное применение элегазовых выключателей, а также замену масляных и воздушных на указанные типы оборудования, так как они имеют более высокую электрическую прочность по сравнению со своими предшественниками и теплопроводность, а также имеют более скромные габаритные размеры» [9].

«В свою очередь вакуумные выключатели заняли нишу более низкого класса напряжения от 6 до 35 кВ. Они наиболее востребованы и популярны на территории Российской Федерации и за ее пределами на международной энергетической арене» [9].

«Вакуумная коммутационная техника не лишена недостатков, однако имеет высокую популярность благодаря своей экологической чистоте в отличие от масляной и элегазовой техники. Современные разработки и научные изыскания в области гашения дуги подают надежду на создание в обозримом будущем вакуумной коммутационной аппаратуры высшие классы напряжения. Рассмотрим более подробно элегазовую коммутационную технику. Данная техника развивается в различных направлениях и дает надежды на хорошие перспективы, так как прототипы новых разработок обладают весьма привлекательными технико-экономическими показателями» [9].

«Из всего разнообразия инновационных направлений в области элегазовой техники можно выделить следующие:

- модульные выключатели наивысшие классы напряжения, предназначенные для гашения электрической дуги больших значений токов короткого замыкания. Данные серии выключателей способны функционировать в загрязненных и неблагоприятных климатических условиях;
- элегазовая коммутационная дугогасительная техника на классы напряжений от 10 до 35 кВ предназначенная для специального использования. Примером того может являться передвижные электрифицированные составы» [9].

«Еще одним из направлений являются разработки выключателей нагрузки в элегазовой среде на класс напряжения от 15 до 110 кВ, предназначенные для отключения при больших значениях емкостных и индукционных токов» [9].

«Преимущества: пожаробезопасность; быстроедействие; высокая отключающая способность; сравнительно небольшой износ рабочих поверхностей токоведущих контактов, а, следовательно, наличие хорошего и продолжительного рабочего ресурса; простота сервисного обслуживания; возможность проведения новых разработок на существующей основе» [9].

«Недостатки:

- необходимо иметь специальные устройства, позволяющие производить чистку узлов элегазового оборудования от шестифторовой серы;
- из-за сложности конструктивных элементов требуется использовать дорогостоящие высоконадежные уплотнительные изделия для удержания летучего элегаза;
- значительные стоимостные затраты на изготовления камеры гашения дуги» [9].

«В вакуумной дугогасительной технике гашение дуги осуществляется при помощи переключающих операций в ВДК» [9].

«Преимущества:

- повышенная стойкость к износу контактных токоведущих частей при осуществлении переключающих операций при номинальных значениях токов и напряжений. Количество коммутационных операций при номинальных значениях токов и напряжений без замены вакуумно-дугогасительной камеры составляет от 10000 до 50000;
- сервисное обслуживание вакуумнодугогасительных аппаратов сводится к смазке подвижных механических сочленений устройства с периодичностью один раз в пять лет;
- возможность использования вакуумного оборудования в агрессивных средах;
- значительный спектр температур использования, в которых возможна стабильная работа вакуумнодугогасительной камеры;
- высокая вибрационная стойкость, а также стойкость к ударным нагрузкам. Причиной этого является незначительная масса и малогабаритность агрегатов;
- в связи с тем, что вакуумная аппаратура имеет меньшие габариты

по сравнению с масляными, производители высоковольтных ячеек наладили производство малогабаритных ячеек с продольным и поперечным расположением переключающего устройства. Это позволило при проведении реконструкции РУ, РП уснащать большее количество распределительных ячеек, а, следовательно, присоединять большее количество потребителей, передовая тем самым больше электрической мощности;

- удобство сервисного обслуживания и отсутствие разлива трансформаторного масла и его замены при отключении выключателя от токов короткого замыкания;
- не осуществляется загрязнение окружающей среды;
- высоконадежность и безопасность конструкции;
- малые затраты по времени при монтаже или замене переключающего устройства» [9].

«Недостатки:

- высокая степень внутренних коммутационных перенапряжений, что в свою очередь неблагоприятно сказывается на приборах и электрическом оборудовании, включенных в линию, в связи с чем, требуется установка дополнительных защит для предотвращения пагубного воздействия;
- высокая стоимость вакуумных выключателей по сравнению с элегазовыми и другими выключателями. Разница стоимости начинает значительно увеличиваться с увеличением класса напряжения» [9].

«Выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ-110Ш-40/2000У1, так как его характеристики наиболее соответствуют требованиям техникоэкономической целесообразности» [9] (таблица 7).

Сравнение вакуумного и элегазового выключателя – в таблице 6.

Таблица 6 – Сравнение вакуумного и элегазового выключателя

Наименование параметра	ВВП-110Ш-31,5/2500	ВГТ-110Ш-40/2500
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	2500	2500
Номинальный ток отключения, кА	31,5	40
Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %, не более	40	40
Цена, руб.	1250000	980000

«ВГТ-110Ш-40/2500 – выключатель предназначенный для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ» [9].

Таблица 7 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}$, кВ	110	110
По ном. току	$I \leq I_{ном}$, А	176	2500
По отключ. способности	$I_{п.} \leq I_{ном.откл}$, кА	14,34	40
По эл-дин. стойк.	$i_{уд.} \leq i_{пр.с}$, к	36,5	80

«Рассматриваемый выключатель проходит по заданным параметрам. Выбор разъединителей Рабочий ток» [9]:

$$I_{раб} = \frac{K_{пер} \cdot S_T}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (72)$$

$$I_{раб} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 176 \text{ А}$$

Результаты выбора разъединителя сведены в таблицу 8.

«К установке принимаем разъединитель: РГПЗ-1-IV-110/1250» [9].

Таблица 8 – Выбор и проверка разъединителей

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
По ном. длит. току	$I_{раб} \leq I_{ном}, \text{А}$	176	1250
По эл-дин. стойк-ти	$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \text{кА}$	36.5	80

Выбор заземлителя.

«Для создания искусственного короткого замыкания в нейтрали трансформатора устанавливается однополюсный заземлитель. Выбор и проверка заземлителя осуществляется по номинальному напряжению, электродинамической и термической стойкости» [9], данные по которому представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка заземлителя

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
По эл-дин. стойк-ти	$i_{уд} \leq i_{пр.с}, \text{кА}$	36.5	40

«Таким образом, для заземления нейтрали трансформатора применяем однополюсный заземлитель ЗОН-110М-УХЛ1» [9].

«Выбор трансформаторов тока» [9].

Выбор и проверку трансформатора тока оформим в виде таблицы 10.

Таблица 10 – Выбор трансформатора тока

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	110	110
По ном. току	$I_{ном} \leq I_{ном}, \text{А}$	176	600
По эл-дин. стойк-ти	$i_{у} \leq i_{пр.с}, \text{кА}$	18.36	26,4

«Приборы на 110 кВ Амперметр Э – 377 S = 0.1 ВА» [9].

«К установке принимаем трансформатор тока ТВТ 110 – III – 600/5» [9].

«Выбор ОПН-110 кВ. Одним из основных видов защиты от внешних и внутренних перенапряжений является РВ и ОПН. При составлении оперативных схем защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений электрических аппаратов и устройств РУ с использованием ограничителей перенапряжения и разрядников требуется решить 2 вопроса:

- выбор количества и места расположения р распределительной установке для наилучшего обеспечения защиты изоляции от всех видов перенапряжений;
- обеспечение надежного функционирования самих защитных аппаратов при воздействии на них номинального значения напряжения и квазистационарных перенапряжений, для которых данный ЗА не рассчитаны» [9].

«Защитные параметры вентильных разрядников и нелинейных ограничителей перенапряжения основаны на нелинейности ВАХ. Функционирование данных защит заключается в том, что при повышенном напряжении (перенапряжении) происходит существенное снижение сопротивления, а при стабилизации рабочего напряжения до номинальных значений происходит возрастание сопротивления защитных аппаратов. Невысокая нелинейность ВАХ в РВ не может гарантировать единовременно стабильно высокое ограничение перенапряжения и малые значения токов проводимости при воздействии номинального напряжения. В связи с чем, в конструкции РВ были применены искровые промежутки, включаемые поочередно с нелинейными элементами и позволяющие избегать влияния на номинальное напряжение и срабатывающие только при появлении перенапряжения» [9].

«Благодаря наибольшей нелинейности в оксидно-цинковых сопротивлениях ОПН стало возможным уйти от применения в системах

защитных аппаратов искровых промежутков. Таким образом, нелинейные элементы ограничителей перенапряжения присоединены к электрической сети в течении всего срока функционирования основного электротехнического оборудования (замета только при реконструкции или аварийном восстановлении)» [9].

«В настоящее время на новых подстанциях и распределительных устройствах РВ не устанавливаются. Их место прочно заняли нелинейные ограничители перенапряжения» [9].

«ОПН возможно использовать как внутри помещений, так и вне строительных частей подстанций на возвышенностях до 1000 метров над уровнем моря, а также в климатических зонах УХЛ, УХЛ1 при температуре окружающей среды от -60 до +60 градусов по шкале Цельсия. Частота колебаний напряжения может находиться в герцевом диапазоне от 48 до 68 Гц» [9].

«Номинальное рабочее напряжение, при котором ОПН может длительное время на всем промежутке эксплуатации обеспечивать требуемую защиту и надежную работу, не должно превышать, установленное производителем, его наибольшее длительно-допустимое рабочее напряжение» [9].

«Преимущества:

- высокая эффективность;
- высокая электрическая устойчивость при внешних перенапряжениях;
- высокая динамическая стойкость;
- высокая надежность функционирования;
- грязестойкость;
- антивандальная конструкция» [9].

«Конструктивно ограничитель перенапряжения состоит из колонки обработанной изоляционным покрытием» [9].

«Оболочка, помимо изолирующей выполняет защитную функцию для

защиты от механических повреждений» [9].

Для сравнения выбираем два ограничителя перенапряжения, ОПН-П-110УХЛ1 и ОПН-Ф-110-УХЛ1 производимых ООО «Завод энергозащитных устройств».

Сравнительная характеристика ограничителей перенапряжения» [9] представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнительная характеристика ограничителей перенапряжения

Характеристики	ОПН-П-110-УХЛ1	ОПН-Ф-110-УХЛ1
«Класс напряжения сети, кВ» [7]	110	110
«Ток пропускной способности на прямоугольном импульсе длительностью 2000 мкс, А» [7]	700	700
«Номинальный разрядный ток, кА» [7]	20	20
«Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, действ. значение, кВ» [7]	56	56
«Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой: - 5000 А, кВ, не более - 10000 А, кВ, не более - 20000 А, кВ, не более» [7]	155 168 182	155 168 182
«Амплитуда импульса большого тока 4/10 мкс, кА» [7]	100	100
«Остающееся напряжение на ОПН при импульсе 1/4 мкс с амплитудой номинального разрядного тока, кВ, не более» [7]	195	195
«Удельная рассеиваемая энергия, кДж/кВ» [7]	6,0	6,0
«Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее» [7]	315	315
Полный грозовой импульс по ГОСТ 1516.2 с амплитудой, кВ	229	229
«Одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц в сухом состоянии и под дождем, кВ действ» [7]	143	143
«Расчетный срок эксплуатации, лет» [7].	30	30
«Гарантийный срок, лет» [7].	6	5
«Цена, руб.» [7]	28700	35000

«Выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-110-УХЛ1, так как при равных характеристиках он имеет меньшую стоимость чем ОПН-Ф-110-УХЛ1» [9].

«Выбор оборудования 6 кВ» [9].

«Главным электрооборудованием закрытого распределительного устройства 6 кВ можно считать силовую ячейку, которая в зависимости от

требования потребителя может оснащаться различным коммутационным оборудованием и средствами релейной защиты и автоматики. Комплект ячеек, собранных и присоединенных в одну электрическую цепь образуют одну или несколько секций сборных шин, которые могут быть секционированными друг относительно друга» [9].

«На основании проведенного ранее анализа существующего электротехнического оборудования был сделан вывод о необходимости замены всего действующего оборудования с целью обеспечения повышения надежности функционирования структурной схемы системы электроснабжения произведем выбор новых силовых ячеек и соответствующего оборудования» [9].

«Выбор высоковольтных ячеек» [9].

«Сертифицированная ячейка типа КРУС-75 имеет существенные преимущества перед существующими аналогами российского и западного производства» [9].

«К основным преимуществам можно отнести: малые габариты; простота и доступность основных узлов для проведения комплексного сервисного обслуживания в процессе эксплуатации; множество инновационных идей, реализованных в данную конструкцию» [9].

«Данные ячейки оснащены выкатными элементами, которые могут быть выполнены в виде выключателей, разъединителей, трансформаторов напряжения, трансформаторов собственных нужд» [9].

«Когда выкатной элемент (тележка) находится в ремонтном положении, то есть полностью выкачена из силовой ячейки, все основные токоведущие части и механизмы находятся в прямой доступности для проведения сервисного обслуживания. Контактные части в данной конструкции сконструированы в виде втычных контактов. Отсек, предусмотренный для релейной защиты и аппаратуры, оснащен светодиодной подсветкой» [9].

«Главной особенностью ячейки КРУС-75 является способность

сохранять целостность оперативного тока в момент нахождения выкатного элемента в ремонтном положении» [9].

«Во всех подобных конструкциях основным уязвимым элементом выкатного элемента являются высоковольтные контактные части, в связи с чем разработчиками произведено увеличение контактной части с 20 до 30 мм. Сами же сочленяемые узлы выполнены из бериллиевой бронзы. Данный материал обладает хорошими пружинистыми свойствами, именно поэтому конструкция не требует дополнительных металлических пружин. Дополнительным характерным качеством, которым обладает данное оборудование заключается в то, что контактные части не боятся высоких температур (нагрева)» [9].

«Рассмотренная ячейка комплектно оснащается вакуумным выключателем серии ВВ\TEL» [9].

«Перейдем к рассмотрению модульной ячейки серии Schneider Electric. SM6. Корпус данной ячейки выполнен из стали. Ячейка комплектно оснащается в отличие от ячейки КРУС-75 элегазовыми выключателями» [9].

«Данные ячейки устанавливаются со стороны напряжения 6 или 10 кВ в закрытых распределительных устройствах главных понизительных подстанций, распределительных пунктах соответствующего класса напряжения и распределительных устройствах энергоснабжающих организациях» [9].

«Модульные ячейки SM6 отвечают всем необходимым требованиям, действующим на территории Российской Федерации. Безопасны как для оперативного, так и для ремонтного персонала, просты и удобны при эксплуатации. Рекомендованный производителем срок эксплуатации электрооборудования составляет 30 лет при нормальных условия сервисного обслуживания» [9].

«Также как и ячейки серии КРУС-75 ячейки SM6 относятся к малогабаритным (таблица 12), так как заявленная ширина ячейки с высоковольтным выключателем составляет 750 мм» [9].

Таблица 12 – Сравнение ячеек

Наименование параметра	КРУС-СЭЩ-75	SM6
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12,0	7,2; 12,5
Номинальная частота, Гц	50	50
Номинальный ток сборных шин, А:	630, 1000	630, 1250
Номинальный ток главных цепей:	630, 1000	630, 1250
Ток термической стойкости главных цепей, при времени протекания 3с, кА	20	25
Ширина	750	375-750
Высота	2052	1600(2050)
Глубина	900	1200
Высота над уровнем моря, м	1000	1000
Нижнее значение температуры окружающего воздуха, С	-20	-20
Верхнее значение температуры окружающего воздуха, С	+40	+40
Стоимость	750 000	1 040 000

«Присоединение кабельных линий производится с лицевой стороны ячейки. Необходимые органы управления для совершения требуемых манипуляций расположены на панели, что упрощает использование» [9].

«В процессе сравнения двух типов КРУ выбираем ячейки типа КРУССЭЩ-75 на основании меньших приведенных затрат» [9].

«Выбор выключателей 6 кВ. Выключатели выбирают по номинальному значению напряжения и тока, условиям работы, конструктивному выполнению и коммутационной способности. Выбранные выключатели проверяют на стойкость при сквозных токах КЗ» [9].

$$I_p = \frac{1}{2} \cdot \frac{K_{п-Ст}}{\sqrt{3} \cdot 6,3} \quad (73)$$

$$I_p = \frac{1}{2} \cdot \frac{1,4 \cdot 25000}{1,73 \cdot 6,3} = 1533 \text{ А}$$

«Выбор и проверку выключателей, устанавливаемых на вводе в ячейках ЗРУ ГПП» [9], оформим в виде таблицы 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка выключателей

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	6	10
По ном. току	$I \leq I_{ном}, \text{А}$	1533	3150
По отключ. способности	$I_{п}, \text{кА}$	6531,4	20
По эл-дин. стойк-ти	$i_{уд}, \text{кА}$	41,80	80

«Выбираем вакуумный выключатель типа ВБЭС-7-10 3150А в качестве секционного и вводного выключателей. На отходящие линии выбираем выключатели рассчитанные на номинальный ток 1600 А» [9].

«Вакуумные выключатели входят в комплект высоковольтных ячеек самарской компании ЗАО «Электрощит» типа КРУ СЭЩ-70» [9].

Выбор трансформаторов тока

Выбор и проверку трансформатора тока оформим в виде таблицы 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка трансформатора тока

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	6	6
По ном. току	$I_{ном} \leq I_{ном}, \text{А}$	1533	3000
По эл-дин. стойк-ти	$i_{у} \leq i_{пр.с}, \text{кА}$	14,7	254,6

«Для расчёта Z_2 выбираем приборы, устанавливаемые на п/ст на стороне 6 кВ» [9], которые сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчёт суммарной нагрузки приборов

Тип приборов	Число	Нагрузка $S_{пр}, \text{ВА}$		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр Э-42702	3	0,1	0,1	0,1
Меркурий 230 AR	1	0,1		
Итого:	-	0,4		

Сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{T2}^2}, \quad (74)$$

где $I_T = 5 \text{ А}$.

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,4}{25} = 0,016 \text{ Ом.}$$

«Полное вторичное сопротивление» [9]:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}}, \quad (75)$$

где сопротивление контактов принимаем $R_K = 0,1 \text{ Ом}$.

$$R_{\text{пров}} = 1,2 - 0,016 - 0,1 = 1,084 \text{ Ом.}$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} \quad (76)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3 \cdot 40}}{1,084} = 1,12 \text{ мм}^2$$

«Принимаем медные жилы сечением $S = 1,5 \text{ мм}^2$ » [9].

«К установке принимаем трансформатор тока ТОЛ-10-600/5» [9].

«Выбор трансформаторов напряжения» [9].

Выбор приборов для ТН приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор приборов для трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА	Кол-во, шт	Общая мощность, ВА
Вольтметр	Э-42702	2	2	4
Ваттметр	Д-365	1,5	1	1,5

Продолжение таблицы 16

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА	Кол-во, шт	Общая мощность, ВА
Варметр	Д-365	1,5	1	1,5
Меркурий 230 AR	-	0,65	1	0,65
Итого:	-	-	-	$S_{\Sigma}=7,65$

«Мощность подключаемых приборов: $S_{\text{приб}} = 7,65 \text{ ВА}$ » [9].

Проверку трансформатора напряжения оформим в виде таблицы 17.

Таблица 17 – Проверка трансформатора напряжения

Параметр	Условие	Расчётные данные	Паспортные данные
По напряжению установки	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	6	6
По вторичной нагрузке	$S_2 \leq S_{\text{ном}}, \text{ ВА}$	7,65	120

«К установке принимаем трансформатор напряжения НАМИТ – 10 – 2, соответствующий классу точности 0,5» [9].

«Выбор предохранителей. Предохранители выбираются для защиты трансформаторов напряжения по следующим условиям» [9]:

Номинальному напряжению $U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$.

Номинальному току $I_{\text{п}} < I_{\text{н}}$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{М}}} \quad (78)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{0,0765}{1,73 \cdot 11} = 0,004 \text{ А}$$

$$0,004 < I_{\text{М}} = 3.2 \text{ А}$$

«Выбираем предохранители типа ПН-01-10. Выбор ограничителей перенапряжения на стороне 6 кВ» [9].

«С целью выбора наиболее качественного и дешевого оборудования

рассмотрим 2 ограничителя перенапряжения ОПН-П-6/7,2/10 и ОПН-Ф-6-7,2/10. Сравнение осуществляем по заводским параметрам и стоимостным характеристикам» [9]. Данные представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнительная характеристика ограничителей перенапряжения

Характеристики	ОПН-П-6/12/20-УХЛ1	ОПН-Ф-6/12/20-УХЛ1
«Класс напряжения сети, кВ» [7]	6	6
«Ток пропускной способности на прямоугольном импульсе длительностью 2000 мкс, А» [7]	400	400
«Номинальный разрядный ток, кА» [7]	10	10
«Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, действ. значение, кВ» [7]	7,2	7,2
«Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой:	27,9	
- 250 А, кВ, не более	28,7	27,9
- 500 А, кВ, не более	29,0	28,7
- 1000 А, кВ, не более» [7]		29,0
«Остающееся напряжение на ОПН при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой:	35,0	35,0
- 5000 А, кВ, не более	36,6	36,6
- 10000 А, кВ, не более	38,3	38,3
- 20000 А, кВ, не более» [7]		
«Амплитуда импульса большого тока 4/10 мкс, кА» [7]	100	100
Остающееся напряжение на ОПН при импульсе 1/4 мкс с амплитудой ном. разрядного тока, кВ, не более	26,5	26,5
«Удельная рассеиваемая энергия, кДж/кВ» [7]	4,0	4,0
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	15,7	15,7
«Одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц в сухом состоянии и под дождем, кВ действ» [7]	34,0	34,0
«Расчетный срок эксплуатации, лет» [7].	30	25
«Гарантийный срок, лет» [7].	6	5
«Цена, руб.» [7]	1380	1560

«К установке принимаем ограничитель перенапряжения серии ОПН-П, в связи с тем, что при схожих параметрах ограничитель данной серии имеет меньшую цену» [9].

«Стоит также отметить, что ОПН выбранной серии может быть охарактеризован как:

- влагонепроницаемый, цельнолитой корпус;
- кремнеорганическая наружная изоляция;

- наличие высокой термо-, мех- и электродинамической стойкости;
- повышенная стойкость к химическим средам;
- взрывозащищенность;
- высокий контроль качества на всех этапах производства» [9];
- оптимальное соответствие стоимости продукта к показателям его качества.

При создании (модернизации) устройств РЗА должны предусматриваться стандартные интерфейсы связи для ввода (вывода) данных в устройства (из устройств) РЗА.

Система самодиагностики микропроцессорных устройств РЗА должна непрерывно выполнять проверку целостности исполняемой программы и данных.

Микропроцессорное устройство РЗА должно блокировать выходные воздействия и формировать соответствующую сигнализацию при обнаружении системой самодиагностики нарушения целостности исполняемой программы или данных.

Результаты отрицательных проверок целостности исполняемой программы или данных должны фиксироваться во встроенном журнале событий микропроцессорного устройства РЗА.

Обновление системного программного обеспечения микропроцессорных устройств РЗА должно быть доступно только в режиме обновления по сервисным интерфейсам с помощью специального программного обеспечения.

Сервисные интерфейсы микропроцессорного устройства РЗА не должны подключаться к локальной вычислительной сети владельца объекта электроэнергетики, а физический доступ к ним должен быть ограничен.

Переключение микропроцессорного устройства РЗА в режим обновления должно осуществляться локально посредством человеко-машинного интерфейса.

Устройства РЗА, использующие напряжение от ТН, должны иметь сигнализацию о неисправностях и отсутствии цепей напряжения.

В данной работе РУ-110кВ выполнено открытым, так как подстанция не находится в химически активной зоне. ОРУ – это открытое распределительное устройство, расположенное на открытом воздухе. В ОРУ все выключатели устанавливаются в один ряд около второй системы шин. Ошиновка ОРУ выполняется гибким сталеалюминевым проводом, который закрепляется на изоляторах, установленных на ЖЗБ опорах. Разъединители шинных аппаратов или линейных, крепятся на опорах.

Вывод по разделу.

В ходе выполнения данной бакалаврской работы была проведена всесторонняя оценка состояния подстанции 110/6 кВ ЗАТО Комаровский, а также разработаны мероприятия, направленные на снижение электрических потерь в силовом оборудовании и токоведущих частях подстанции. Модернизация подстанции требует комплексного подхода, включая замену устаревшего оборудования, внедрение более эффективных технологий и оптимизацию существующих систем.

Для уменьшения потерь на подстанции ЗАТО Комаровский следует принять комплекс мер, направленных на модернизацию оборудования и улучшение технологических процессов. Одной из главных целей является замена устаревших и неэффективных элементов системы на более современные и энергоэффективные аналоги. В частности, следует уделить внимание замене силовых трансформаторов, коммутационных аппаратов и улучшению систем защиты.

Выбрано основное оборудование и схемы распределительных устройств. Выбраны современные трансформаторы. Произведен расчет токов короткого замыкания для шести точек. По результатам расчета произведен выбор коммутационного и измерительного оборудования: выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения. Выбор современного оборудования позволяет улучшить надежность работы электроподстанции.

В результате внедрения предложенных мероприятий будет значительно улучшена энергоэффективность, повышена надежность работы подстанции и снижены эксплуатационные затраты.

Основной задачей, поставленной в работе, было снижение электрических потерь, которые на текущий момент оказывают значительное влияние на экономику и эксплуатацию подстанции. Согласно расчетам, существующие потери в трансформаторах и коммутационных аппаратах подстанции ЗАТО Комаровский значительно превышают допустимые значения. Например, потери мощности трансформатора ТРДН-25000/110/6/6 кВА составляют 29 кВт в режиме холостого хода и 120 кВт при коротком замыкании. В случае использования более современных трансформаторов, таких как ТРДН-40000/110/6/6 кВА, потери могут быть снижены до 42 кВт и 175 кВт соответственно.

Результаты расчетов потерь электроэнергии показали, что общие потери на подстанции составляют более 1 млн. кВт·ч в год.

3. Обеспечение безопасности и надежности работы подстанции

3.1 Системы заземления и молниезащиты

В процессе эксплуатации «электрических сетей и электроустановок возникают повреждения и аномальные режимы работы, приводящие к резкому увеличению тока и понижению напряжения в элементах системы электроснабжения. Особенно опасны короткие замыкания» [9].

«В большинстве случаев при КЗ возникает электрическая дуга с высокой температурой, приводящей к разрушению электрических аппаратов, изоляторов и токоведущих частей. Так как при КЗ к месту повреждения притекают большие токи, то возможен перегрев неповрежденных токоведущих частей, что вызывает развитие аварии» [17].

«Для обеспечения надежного электроснабжения, предотвращения разрушения оборудования электроустановок и сохранения устойчивой работы элементов системы необходимы, возможно, быстрое отключение поврежденного участка или элемента, а также ликвидация опасного аномального режима. В основном для этих целей используют специальные автоматические устройства в виде релейной защиты, отключающей выключатели» [9].

«При отключении выключателей электрическая дуга в месте повреждения гаснет, прохождение тока КЗ прекращается и восстанавливается напряжение на неповрежденной части сети» [9].

«При нарушении нормального режима работы иногда нет необходимости в отключении электрооборудования, а достаточно дать предупредительный сигнал обслуживающему персоналу на подстанции; при его отсутствии – оборудование автоматически отключается, но обязательно с выдержкой времени» [20].

«Одним из основных видов аномальных режимов являются перегрузки, представляющие серьезную опасность для изоляции

электродвигателей, трансформаторов и генераторов. Защита от перегрузок осуществляется с выдержкой времени большим, чем у защит от КЗ. Защита от перегрузок в сетях не предусматривается, так как в правильно спроектированной сети перегрузки маловероятны» [9].

«Таким образом, релейной защитой называют защиту электрических установок от возможных повреждений и аномальных режимов работы, осуществляемую посредством автоматических устройств. Основным назначением РЗ являются выявление места повреждения и быстрое автоматическое отключение выключателем поврежденного участка или оборудования, а также обнаружение нарушения нормального режима работы с последующей подачей предупредительного сигнала обслуживающему персоналу или отключением оборудования с выдержкой времени» [20].

«Основные требования, предъявляемые к релейной защите:

- селективность (селективностью или избирательностью защиты называется способность защиты отключать при КЗ только поврежденный участок сети);
- быстрота действия (отключение КЗ должно производиться с возможно большей быстротой для ограничения размеров разрушения оборудования, повышения эффективности автоматического повторного включения линий и сборных шин, уменьшения продолжительности снижения напряжения у потребителей и сохранения устойчивости параллельной работы генераторов, электростанций и энергосистемы в целом, при этом последнее из перечисленных условий является главным);
- чувствительность (для того чтобы защита реагировала на отклонения от нормального режима, которые возникают при КЗ (увеличение тока, снижение напряжения), она должна обладать определенной чувствительностью в пределах установленной зоны ее действия)» [9];
- «надежность (требование надежности состоит в том, что защита

должна безотказно работать при КЗ, в пределах установленной для нее зоны и не должна работать неправильно в режимах, при которых ее работа не предусматривается» [18].

«Чувствительность защиты принято характеризовать коэффициентом чувствительности $K_{\text{ч}}$. Для защит, реагирующих на ток КЗ» [9]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з}}} \quad (79)$$

где $I_{\text{к.мин}}$ – «минимальный ток КЗ» [9];

$I_{\text{с.з}}$ – «наименьший ток, при котором защита начинает работать (ток срабатывания защиты)» [9].

«В соответствии с ПУЭ на подстанции установлены следующие защиты. Защита вводов 6 кВ выполнена 2-х ступенчатой МТЗ на реле РТ-40, на отходящих линиях установлены МТО и МТЗ на реле РТ-40 с действием на отключение выключателя и защита от замыкания на землю с действием на сигнал» [9].

ОРУ – это открытое распределительное устройство, расположенное на открытом воздухе. В ОРУ все выключатели устанавливаются в один ряд около второй системы шин. Ошиновка ОРУ выполняется гибким сталеалюминевым проводом, который закрепляется на изоляторах, установленных на ЖЗБ опорах. Разъединители шинных аппаратов или линейных, крепятся на опорах.

«Автоматика на подстанции выполнена в следующем объеме: автоматическое включение резерва (АВР) секционного выключателя 6 кВ при исчезновении напряжения на питающей линии, АВР трансформаторов собственных нужд, автоматическое включение обогрева счетчиков» [9].

«Оборудование релейной защиты и автоматики подстанции «ЗАО «Комаровский имеет большой износ, что в аварийном режиме грозит отказом срабатывания. Это неизбежно повлечёт за собой поломку

оборудования и нарушение электроснабжения потребителей, что не допустимо» [9], так как подстанция ЗАТО Комаровский «питает потребителей первой и второй категории. Предлагается заменить данное оборудование на микропроцессорные устройства защиты» [9].

«Эксплуатационные возможности Сириус-Т:

- 2-х ступенчатая диф. защита;
- защита от повышенной нагрузки;
- осуществления контроля функционирования трансформатора по заданным параметрам;
- автоматическое управление системой охлаждения трансформатора в зависимости от величин токов и температуры окружающей среды;
- возможность присоединения дополнительных защит по требованию заказчика или оперативного персонала;
- осуществление контроля и диагностики поступающих;
- осуществление диагностики терминала;
- наличие базы хранения все хронологии операций оперативного персонала и событий, происходящих под действием защит и автоматики;
- возможность включение и отключение некоторых функций и защит при необходимости, используя несложные манипуляции;
- наличие всех наиболее известных интерфейсов» [9].

«Эксплуатационные возможности устройства Сириус-ТН:

- диагностика наличия напряжения в сети;
- реле отсутствия напряжения в сети;
- реле блокировки при срабатывании максимальной токовой защиты;
- защита от минимального напряжения;
- защита от перенапряжения;
- АЧР для обеих секций сборных шин;
- система АВР» [9].

«Эксплуатационные возможности Сириус-21-Л:

- обеспечение всех необходимых функциональных защит, регламентированных нормативной документацией и правилами (Правила устройств электроустановок и Правила технической эксплуатации);
- возможность осуществления включения/отключения действия релейных защит, автоматики, задание соответствующих параметров для функционирования релейной техники;
- хранение, введение, удаление и использование информации;
- функция слежения за состоянием коммутационного;
- обеспечение контроля за функционированием оборудования;
- контроль над ложными срабатываниями» [9].

«Функции защиты, выполняемые устройством Сириус-21-Л:

- максимальная токовая защита от двух и трехфазных замыканий;
- защита от обрыва фазы питающей линии;
- защита от однофазных замыканий на землю» [9].

«Функции автоматики, выполняемые устройством Сириус-21-Л:

- возможно выполнения коммутационных операций;
- возможно присоединения дополнительных видов защит;
- УРОВ;
- возможно задействование одно- или двукратную систему автоматического повторного включения» [9].

«Эксплуатационные возможности Сириус-21-В:

- многоступенчатая максимальная токовая защита;
- ЗОФ;
- защита от минимального напряжения;
- возможно задействование однократную систему АПВ;
- система АВР для осуществления операции включения СВ;
- дистанционное включение система автоматического ввода резерва»

[9].

«Защита секционного выключателя будет обеспечена при помощи микропроцессорного устройства типа «Сириус-СВ» [36].

«Эксплуатационные возможности Сириус-21-С:

- многоступенчатая максимальная токовая защита;
- логическая защита системы сборных шин;
- защита от обрыва фаз;
- УРОВ;
- возможно, присоединения дополнительных видов защит» [9].

Расчет сопротивления схемы замещения.

«Реактансы на шинах «ЗАО «Комаровский» [9]:

$$Z_{\min} = 0,273 \text{ Ом}; I_{\text{кз}_{\max}} = 14070 \text{ А}; Z_{\max} = 0,364 \text{ Ом}; I_{\text{кз}_{\min}} = 10554 \text{ А}$$

Сопротивление $Z_{\text{Л1}}$ и $Z_{\text{Л2}}$:

$$Z_{\text{Л1}} = \sqrt{(r_{\text{Л1}})^2 + (x_{\text{Л1}})^2}; \quad (80)$$

$$Z_{\text{Л1}} = \sqrt{(0,183)^2 + (0,08)^2} = 0,2 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{Л1}} = r_0 \cdot l_1; \quad (81)$$

$$r_{\text{Л1}} = 0,167 \cdot 1,1 = 0,183 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{Л1}} = x_0 \cdot l_1, \quad (82)$$

$$x_{\text{Л1}} = 0,073 \cdot 1,1 = 0,08 \text{ Ом},$$

где $l_1 = 1,1 \text{ км}$; $r_0 = 0,167 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,073 \text{ Ом/км}$; $S = 185 \text{ мм}^2$.

$$Z_{\text{Л2}} = \sqrt{(r_{\text{Л2}})^2 + (x_{\text{Л2}})^2}; \quad (83)$$

$$Z_{\text{Л2}} = \sqrt{(0,127)^2 + (0,07)^2} = 0,144 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{Л2}} = r_0 \cdot l_2; \quad (84)$$

$$r_{\text{Л2}} = 0,129 \cdot 0,985 = 0,127 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{Л2}} = x_0 \cdot l_2, \quad (85)$$

$$x_{\text{Л2}} = 0,071 \cdot 0,985 = 0,07 \text{ Ом}$$

где $l_2 = 0,985 \text{ км}$; $r_0 = 0,129 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,071 \text{ Ом/км}$; $S = 240 \text{ мм}^2$

Расчет $Z_{л3}$ и $Z_{л4}$:

$$Z_{л3} = \sqrt{0,049^2 + 0,0148^2} = 0,051 \text{ Ом} . \quad (86)$$

$$r_{л3} = r_o \cdot l_3; \quad (87)$$

$$r_{л3} = 0,258 \cdot 0,19 = 0,049 \text{ Ом};$$

$$x_{л3} = x_o \cdot l_3, \quad (88)$$

$$x_{л3} = 0,078 \cdot 0,19 = 0,0148 \text{ Ом} ,$$

где $l_3 = 0,19 \text{ км}$; $r_o = 0,258 \text{ Ом/км}$; $x_o = 0,078 \text{ Ом/км}$; $S = 120 \text{ мм}^2$.

$$Z_{л4} = \sqrt{0,047^2 + 0,017^2} = 0,05 \text{ Ом} \quad (89)$$

$$r_{л4} = 0,206 \cdot 0,23 = 0,047 \text{ Ом}$$

$$x_{л4} = 0,076 \cdot 0,23 = 0,017 \text{ Ом}$$

где $l_4 = 0,23 \text{ км}$; $r_o = 0,206 \text{ Ом/км}$; $x_o = 0,076 \text{ Ом/км}$; $S = 150 \text{ мм}^2$

Расчет $Z_{л5}$:

$$Z_{л5} = \sqrt{0,056^2 + 0,021^2} = 0,059 \text{ Ом} \quad (90)$$

$$r_{л5} = 0,206 \cdot 0,27 = 0,056 \text{ Ом}$$

$$x_{л5} = 0,076 \cdot 0,27 = 0,021 \text{ Ом}$$

где $l_5 = 0,27 \text{ км}$; $r_o = 0,206 \text{ Ом/км}$; $x_o = 0,076 \text{ Ом/км}$; $S = 150 \text{ мм}^2$

Расчет сопротивления трансформатора $S = 400 \text{ кВА}$:

(91)

$$Z_{тр} = \frac{U_{к\max \%} \cdot U_{н2}}{100 \cdot S_{ном тр}} = 4,05 \text{ Ом}$$

Расчет токов короткого замыкания

Ikз (1) на шинах ТП №1:

$$\sum z = Z_p + Z_{л1} + Z_{л2} \quad (92)$$

$$\sum z = 0,364 + 0,200 + 0,144 = 0,708 \text{ Ом}$$

$$I_{K3_1} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sum Z}$$

$$I_{K3_1} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,708} = 5147 \text{ A}$$

Ikз (2) за трансформатором ТП №1:

$$z = Z_p + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{тpp} \quad (93)$$

$$z = 0,364 + 0,200 + 4,050 = 4,758 \text{ Ом}$$

$$I_{K3_1} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sum Z} \quad (94)$$

$$I_{K3_1} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 4,758} = 765 \text{ A}$$

Ikз (3) на шинах ТП №2 в точке подключения доп. нагрузки:

$$z = Z_p + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4} \quad (95)$$

$$z = 0,364 + 0,2 + 0,144 + 0,051 + 0,05 = 0,805 \text{ Ом}$$

$$I_{K3_1} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sum Z} \quad (96)$$

$$I_{K3_1} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,805} = 4500 \text{ A}$$

Ikз (4) за трансформатором ТП №2 (S = 400 кВА):

$$z = Z_p + Z_{обл} + Z_{тpp} \quad (97)$$

$$z = 0,805 + 3 + 0,140 = 3,945 \text{ Ом}$$

$$I_{K3_4} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sum Z}$$

$$I_{K3_4} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 3,945} = 923 \text{ A.}$$

Ikз (5) в конечной точке данного режима ТП №3 на шинах 6кВ:

$$z=Z_p + Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3} + Z_{л4} + Z_{л5} \quad (98)$$

$$\sum z=0,364 + 0,2 + 0,144 + 0,051 + 0,05 + 0,059 = 0,864 \text{ Ом}$$

$$I_{кз4} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 0,864} = 4228 \text{ А.}$$

Икз (6) за трансформатором ТП №3 (S = 400 кВА):

$$\sum z=Z_p + Z_{обл}=Z_{трп} \quad (99)$$

$$\sum z=0,864+4,050=4,914 \text{ Ом}$$

$$I_{кз6} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sum Z} \quad (100)$$

$$I_{кз6} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 4,914} = 316 \text{ А}$$

Расчет уставок максимальной токовой отсечки (МТО)

$$\sum S_{ном}=2 \cdot 400 + 2 \cdot 400 + 2 \cdot 400 = 2400 \text{ кВА}$$

$$I_{ном} = \frac{\sum S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (101)$$

$$I_{ном} = \frac{2400}{10,2} \approx 235 \text{ А.}$$

Расчет МТО от броска токов намагничивания:

$$I_{co}=3 \cdot I_{ном} \quad (102)$$

$$I_{co} \quad 3 \cdot 235 = 706 \text{ А} \geq 941 \text{ А}$$

Расчет I_{co} от Икз в конце линии: $I = 1,5$

$$I_{co} = 1,5 \cdot 923 = 1384 \approx 1400 \text{ А}$$

Расчет уставок максимальной токовой отсечки (МТЗ)

Расчет МТЗ с учетом дополнительной нагрузки:

$$I_{раб} = 215 \text{ A}; I_{раб 1.} = 215 + 15 = 230 \text{ A}$$

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot I_{раб1} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 230 = 450 \text{ A} \quad (103)$$

Расчет МТЗ и допустимости тока провода ($I_{доп}=440 \text{ A}$):

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot I_{доп} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 440 = 858 \text{ A} \quad (104)$$

Из расчетов следует:

Пределы МТО $I_{co} \geq 941 \text{ A} \approx 1400 \text{ A}$ $t=0,0 \text{ с.}$

Пределы МТЗ $I_{сз} \geq 450 \text{ A} \approx 860 \text{ A}$ $t=0,6 \text{ с.}$

В данный момент выставлены уставки:

$$I_{co}=2000 \text{ A} \quad t=0,0 \text{ с.}; I_{сз}=600 \text{ A} \quad t=0,6 \text{ с.}$$

Данные уставки входят в пределы $K_{тр}=300/5$.

Расчет $K_{чувст. РЗА}$ при данных уставках МТО 1) на шинах 10кВ ГПП
ЗАТО Комаровский:

$$K_{чувст.} = \frac{I_{кз \text{ на шинах ЗАТО}}}{I_{co}} \quad (105)$$

$$K_{чувст.} = \frac{10554}{2000} = 5,2 > 2$$

на шинах ТП-2:

$$K_{чувст.} = \frac{I_{кз \text{ на шинах ТП} - 2}}{I_{co}}$$

$$K_{чувст.} = \frac{4500}{2000} = 2,25 > 2$$

«Коэффициент чувствительности находится в допустимых пределах.

8.8.6 Чувствительность МТЗ на шинах ТП-2:

$$K_{\text{чувст.}} = \frac{4500 \cdot 0,865}{600} = 6,48 > 1,5 \text{ РЗА чувствительна} \quad (106)$$

За трансформатором ТП-2 (S=400кВА):

$$K_{\text{чувст.}} = \frac{923 \cdot 0,865}{600} = 1,33 > 1,5 \text{ РЗА чувствительна.}$$

«Основная защита – ПК-6 кВ трансформатора мощностью 400 кВА. Исключительно все металлоконструкции, а также нетоковедущие части силового оборудования (металлические корпуса) в соответствии с действующими требованиями к электроустановкам должны быть заземлены» [9].

«Заземление подстанции можно подразделить на естественное и искусственное. К искусственным относятся различные металлические конструкции строительных сооружений, а также металлическая арматура» [9].

«В распределительных устройствах различного класса напряжения, равно, как и в подстанциях, заземляющие устройства предназначены для:

- обеспечения оперативному и ремонтному персоналу защиты от попадания под действие электрического тока при прикосновении к металлоконструкциям или металлическим корпусам оборудования, которые в нормальном режиме работы не должны находиться под воздействием электрического тока, но могут в случае пробоя диэлектрической изоляции;
- создания защитного заземления трансформаторному оборудованию с выведенной нейтралью;
- присоединения защитной аппаратуры, обеспечивающей нормальное

функционирование при внешних и внутренних перенапряжениях» [9].

«Как было описано ранее, заземление может быть как искусственным, так и естественным. Естественным заземлителем могут выступать заземлители опор воздушных линий электропередачи, присоединенные с заземляющим устройством грозозащитным тросом. Искусственное заземление изготавливаются в виде ортогональных и горизонтальных металлических стержней или полос» [9].

«Размещение ортогональных металлических стержней должно быть выполнено по периметру территории подстанции и внутри таким образом, чтобы весь электрический потенциал распределялся однородно по всей территории главной понизительной подстанции. Для этого на площади распределительного устройства осуществляют закладку металлических полос с заглублением от 0,5 до 0,7 м вдоль установленного силового оборудования и аппаратов со стороны сервисного обслуживания на удалении от 0,8 до 1 метра. Возможное увеличение заданных параметром от фундаментов до 1,5 метров с монтажом одного заземляющего контура для нескольких рядов электротехнического оборудования, если лицевые стороны данного оборудования установлены друг напротив друга на расстоянии не более 3,0 метров» [9].

«Заземляющее устройство могут быть выполнены не только в виде контуров, но и в качестве заземляющей сетки, ячейки которой не должны превышать размеры 6×6 квадратных метров. Металлические стержни длиной от 3 до 5 метров обычно вбивают в узловых соединениях заземляющей сетки» [9].

«Для проектируемой ГПП используем в расчете следующие параметры:

- длина стержней: $l=5$ м;
- диаметр стержней: $d=0,95$ $b=0,0475$ м;
- расстояние между стержнями: $a=10$ м;
- сопротивление заземления: $R_3=0,5$ Ом ;

- глубина заложения полосы: $t=0,7$ м;
 - удельное сопротивление грунта: r 100 Ом м» [9].
- «Определяем сопротивление одного вертикального стержня» [9]:

$$R_c = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left[\lg\left(\frac{2 \cdot l}{d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l}\right) \right], \quad (103)$$

где: $t' = \frac{t+l}{2 \cdot 1} \approx 3$ м; $K_c = 1.25$ – коэффициент сезонности (для климатической зоны II); $\rho_{расч} = \rho_{гр} \cdot K_c = 100 \cdot 1.25 = 125$ Ом – сопротивление грунта.

$$R_c = \frac{0,366 \cdot 125}{5} \cdot \left[\lg\left(\frac{10}{0,95 \cdot 0,05}\right) + \frac{1}{2} \cdot \lg\left(\frac{16}{8}\right) \right] = 22,63 \text{ Ом.}$$

«Определяем необходимое количество вертикальных стержней» [9]:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot n_c} \quad (104)$$

где $n_c=0,78$ – «коэффициент использования вертикальных заземлителей, расположенных по контуру» [9].

$$N_c = \frac{22,63}{0,5 \cdot 0,78} = 58,2 \approx 58 \text{ шт.}$$

«Определяем сопротивление заземляющей полосы: сезонности для климатической зоны II» [9].

«Сопротивление заземляющей полосы в контуре» [9]:

$$R_{пк} = \frac{R_{п}}{n_{п}} \quad (105)$$

$$R_{пк} = \frac{5,73}{0,27} = 21,24 \text{ Ом.}$$

«Рассчитаем необходимое сопротивление вертикальных заземлений»

[9]:

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 \cdot P_{\text{расч}} \cdot r}{L} \cdot \lg \cdot \frac{2 \cdot L^2}{b \cdot t}$$

где $L=A+B \cdot 2=40+50 \cdot 2=180\text{м}$ – периметр подстанции;

$P_{\text{расч}} \cdot r=k_c \cdot P_{\text{гр}}=4,5 \cdot 100=450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, определяется с учетом коэффициента.

$$R = \frac{R_{\text{пк}} \cdot R_3}{R_{\text{пк}} + R_3} = \frac{21,24 \cdot 0,5}{21,24 + 0,5} = 0,49 \text{ Ом}$$

$$R_{\Pi} = \frac{0,366 \cdot 450}{180} \cdot \lg \cdot \frac{2 \cdot 180^2}{0,04 \cdot 0,5} = 5,73 \text{ Ом},$$

«Определяем уточнённое количество стержней» [9]:

$$N_c = \frac{R_c}{R \cdot n_c}$$

$$N_c = \frac{22,63}{0,49 \cdot 0,78} \approx 60 \text{ шт.}$$

Принимаем 60 стержней.

«Воздушное изоляционное расстояние от токоведущих частей высоковольтного оборудования до железобетонных, металлических сооружений, на которых возможно размещение молниеотвода, на закрытой территории открытого распределительного устройства должно быть не менее длины гирлянды. Большая угроза для состояния изоляции трансформаторного оборудования заключается при монтаже молниеотводов на трансформаторных порталах, так как при попадании молнии в молниеотвод, находящегося на портале трансформатора, металлический кожух приобретает потенциал, равный потенциалу молниеотвода, который

может привести к пробое изоляции трансформаторного оборудования» [8].

«В связи с чем, монтаж молниеотводов на порталах трансформаторного оборудования возможен в случае, если удельное сопротивление грунта в грозовой период составляет 350 Ом·м и выше, а также соблюдая следующие требования: к вводам обмоток на напряжение 3-35 кВ или на удалении 5 м и менее присоединяют нелинейные ограничители перенапряжения или вентильные разрядники; растекание тока молнии происходило тросам молниеотвода или трассам заземления в 3-х, 4-х направлениях; на трассах заземления, на удалении 3-5 м от молниеотвода должны быть вбиты в грунт 2-3 пятиметровых металлических электрода; на ПС 20-35 кВ сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом» [9].

«Определяем активную высоту молниеотвода» [9]:

$$h_a = h - h_x \quad (121)$$

где $h_x = 12$ м – высота защищаемого объекта.

$$h_a = 30 - 12 = 18 \text{ м}$$

Определяем зону защиты:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a \cdot p}{1 + h_x : h}$$

где $p = 1$ – «коэффициент для различных высот молниеотводов» [9].

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 18 \cdot 1}{1 + 12 : 30} = 20,57 \text{ м.}$$

Принимаем к установке 6 молниеотводов, расположенных по углам подстанции.

3.2 Система освещения

Для освещения помещений, таких как трансформаторные залы и другие технические помещения, предлагается использовать светильники с лампами типа LED мощностью 60 Вт. Расчет потребности в освещении внутренних помещений показал, что для эффективного освещения потребуются следующие характеристики:

- трансформаторный зал (площадь 200 м²) – 8 светильников мощностью по 60 Вт, суммарная мощность – 480 Вт;
- помещения релейной защиты и автоматики (площадь 100 м²) – 4 светильника мощностью по 60 Вт, суммарная мощность – 240 Вт;
- административные помещения (площадь 50 м²) – 2 светильника мощностью по 60 Вт, суммарная мощность – 120 Вт.

Таким образом, для внутреннего освещения подстанции потребуется 14 светильников общей мощностью 840 Вт. Эти светильники будут установлены с учетом равномерного распределения освещенности по всему помещению, что обеспечит комфортные условия для работы персонала.

Внедрение светодиодного освещения на подстанции позволит не только значительно снизить эксплуатационные расходы, но и повысить надежность и безопасность работы на объекте.

Эти меры приведут к улучшению условий труда для персонала и обеспечат высокие стандарты освещенности при минимальных затратах на электроэнергию.

3.3. Экономическая оценка проекта

Экономическая оценка проекта реконструкции подстанции «ЗАО «Комаровский» направлена на определение финансовой целесообразности внедрения предложенных мероприятий по снижению электрических потерь и модернизации оборудования. Оценка включает в

себя расчет капитальных затрат на проведение реконструкции, а также оценку экономии от снижения потерь электроэнергии, повышения надежности и снижения эксплуатационных расходов.

Основными критериями для анализа являются сроки окупаемости проекта, расчет экономии за счет снижения потерь и расчёт приведенных затрат.

Капитальные затраты на реконструкцию подстанции:

- для проведения реконструкции подстанции необходимо провести замену устаревших силовых трансформаторов, коммутационных аппаратов, а также модернизацию системы релейной защиты и автоматики (капитальные затраты включают расходы на закупку нового оборудования, его установку, а также на проектирование и монтаж);
- для оценки капитальных затрат использованы данные о стоимости оборудования и работ.

На основании проектных расчетов, стоимость силового трансформатора ТРДН-25000/110/6/6 кВА составляет около 5 млн. рублей, а стоимость более мощного трансформатора ТРДН-40000/110/6/6 кВА – около 8 млн. рублей.

Для подстанции планируется установить два трансформатора, что дает общую стоимость закупки трансформаторов в размере 13 млн. рублей.

Стоимость коммутационных аппаратов, включая вакуумные и элегазовые выключатели, составляет примерно 2,5 млн. рублей на каждое устройство. Потребность в этих устройствах для подстанции составит 6 единиц, что приведет к стоимости закупки коммутационных аппаратов в размере 15 млн. рублей.

Дополнительно требуется провести модернизацию системы релейной защиты и автоматики, стоимость которой составляет около 3 млн. рублей. Включая работы по монтажу и наладке всех систем, общие капитальные затраты на проект реконструкции составят приблизительно 31 млн. рублей.

Экономия от снижения потерь электроэнергии: основной задачей реконструкции является снижение электрических потерь.

На основе расчетов, представленных в разделе 2.3, был определен объем потерь электроэнергии в текущем состоянии подстанции. Эти потери составляют порядка 1 млн. кВт·ч в год, что в условиях средней стоимости электроэнергии 5 руб./кВт·ч дает годовые затраты на потребление электроэнергии в размере 5 млн. рублей.

После внедрения предложенных мер по модернизации оборудования (замена старых трансформаторов, установка новых коммутационных аппаратов, улучшение системы защиты) планируется сократить потери электроэнергии на 30 %.

Годовая экономия от снижения потерь и снижения эксплуатационных расходов составит:

- 1500000 рублей (экономия от снижения потерь):
- 1000000 рублей (экономия от снижения эксплуатационных расходов).

Соответственно годовая экономия от снижения потерь и снижения эксплуатационных расходов по предложенным решениям составит 2500000 рублей в год.

Таким образом, срок окупаемости проекта составляет примерно 12,5 лет.

Для оценки эффективности проекта также был рассчитан показатель приведенных затрат.

Приведенные затраты учитывают будущие экономические выгоды, дисконтированные на момент начала проекта.

Для расчета приведенных затрат был использован коэффициент дисконтирования 10 %.

Это означает, что с учетом дисконтирования капитальные затраты на реконструкцию составляют 7,4 млн. рублей в приведенных затратах, что подтверждает финансовую целесообразность проекта.

Таким образом, проект реконструкции подстанции «ЗАО Комаровский» является экономически оправданным.

Капитальные затраты на модернизацию подстанции «ЗАО Комаровский» составляют 31 млн. рублей, при этом экономия от снижения потерь электроэнергии и сокращения эксплуатационных расходов составляет 2,5 млн. рублей в год.

Срок окупаемости проекта составляет около 12,5 лет, что является вполне приемлемым сроком для энергетических объектов. Кроме того, проект позволит значительно повысить надежность подстанции, снизить риски аварийных ситуаций и улучшить эксплуатационные характеристики оборудования.

В долгосрочной перспективе проект приведет к значительным экономическим выгодам и улучшению устойчивости электроснабжения в зоне обслуживания подстанции.

Выводы по разделу.

Согласно произведённым расчетам, суммарная потеря электроэнергии в трансформаторах при эксплуатации в режиме холостого хода составила 372 940 кВт·ч, а при коротком замыкании – 400 054,10 кВт·ч.

Эти потери могут быть значительно сокращены за счет замены старых трансформаторов на модели с более низким уровнем потерь. Например, с использованием трансформаторов ТРДН-25000/110/6/6 кВА можно снизить потери в трансформаторах до 876 000 кВт·ч в год, что приведет к значительной экономии.

Замену старых заземляющих устройств на более современные системы с низким сопротивлением предполагается выполнить для обеспечения стабильной работы подстанции, а также для снижения потерь на уровне электрической сети. Молниезащита будет модернизирована с использованием нелинейных ограничителей перенапряжения, что снизит повреждения оборудования и предотвратит дополнительные потери.

Для освещения помещений, таких как трансформаторные залы и другие

технические помещения, предлагается использовать светильники с лампами типа LED мощностью 60 Вт.

Для внутреннего освещения подстанции потребуется 14 светильников общей мощностью 840 Вт. Эти светильники будут установлены с учетом равномерного распределения освещенности по всему помещению, что обеспечит комфортные условия для работы персонала.

По расчетам экономической эффективности, реализация предложенных мероприятий по снижению потерь приведет к значительному сокращению эксплуатационных затрат. Например, при замене трансформаторов на более эффективные, снижение потерь электроэнергии составит порядка 30% от общей суммы ежегодных затрат на энергообеспечение подстанции, что приведет к экономии в размере более 2 млн. рублей в год. Эти данные подтверждают, что модернизация подстанции оправдана с точки зрения как экономической, так и эксплуатационной эффективности.

Заключение

Определено, что подстанция ЗАТО Комаровский предназначена для обеспечения надежного электроснабжения объектов в зоне своего обслуживания. Эта подстанция играет ключевую роль в системе электроснабжения и обслуживает потребителей первой и второй категории по степени надежности и бесперебойности электроснабжения.

Высокий уровень потерь на существующих устройствах и аппаратах требует замены или модернизации оборудования для обеспечения более высокой энергоэффективности и надежности подстанции. Вследствие этого возникает необходимость в детальном анализе причин потерь, а также в определении направлений для поиска методов их снижения.

Для снижения электрических потерь на подстанции ЗАТО Комаровский необходимо провести комплексный подход к модернизации и реконструкции существующего оборудования.

В ходе выполнения данной бакалаврской работы была проведена всесторонняя оценка состояния подстанции 110/6 кВ ЗАТО Комаровский, а также разработаны мероприятия, направленные на снижение электрических потерь в силовом оборудовании и токоведущих частях подстанции. Модернизация подстанции требует комплексного подхода, включая замену устаревшего оборудования, внедрение более эффективных технологий и оптимизацию существующих систем.

Для уменьшения потерь на подстанции ЗАТО Комаровский следует принять комплекс мер, направленных на модернизацию оборудования и улучшение технологических процессов. Одной из главных целей является замена устаревших и неэффективных элементов системы на более современные и энергоэффективные аналоги. В частности, следует уделить внимание замене силовых трансформаторов, коммутационных аппаратов и улучшению систем защиты.

В результате внедрения предложенных мероприятий будет значительно

улучшена энергоэффективность, повышена надежность работы подстанции и снижены эксплуатационные затраты.

Основной задачей, поставленной в работе, было снижение электрических потерь, которые на текущий момент оказывают значительное влияние на экономику и эксплуатацию подстанции. Согласно расчетам, существующие потери в трансформаторах и коммутационных аппаратах подстанции ЗАТО Комаровский значительно превышают допустимые значения. Например, потери мощности трансформатора ТРДН-25000/110/6/6 кВА составляют 29 кВт в режиме холостого хода и 120 кВт при коротком замыкании. В случае использования более современных трансформаторов, таких как ТРДН-40000/110/6/6 кВА, потери могут быть снижены до 42 кВт и 175 кВт соответственно.

Результаты расчетов потерь электроэнергии показали, что общие потери на подстанции составляют более 1 млн. кВт·ч в год.

Согласно расчетам, суммарная потеря электроэнергии в трансформаторах при эксплуатации в режиме холостого хода составила 372 940 кВт·ч, а при коротком замыкании — 400 054,10 кВт·ч. Эти потери могут быть значительно сокращены за счет замены старых трансформаторов на модели с более низким уровнем потерь. Например, с использованием трансформаторов ТРДН-25000/110/6/6 кВА можно снизить потери в трансформаторах до 876 000 кВт·ч в год, что приведет к значительной экономии.

Замену старых заземляющих устройств на более современные системы с низким сопротивлением предполагается выполнить для обеспечения стабильной работы подстанции, а также для снижения потерь на уровне электрической сети. Молниезащита будет модернизирована с использованием нелинейных ограничителей перенапряжения, что снизит повреждения оборудования и предотвратит дополнительные потери.

Для освещения помещений, таких как трансформаторные залы и другие технические помещения, предлагается использовать светильники с лампами

типа LED мощностью 60 Вт.

Для внутреннего освещения подстанции потребуется 14 светильников общей мощностью 840 Вт. Эти светильники будут установлены с учетом равномерного распределения освещенности по всему помещению, что обеспечит комфортные условия для работы персонала.

По расчетам экономической эффективности, реализация предложенных мероприятий по снижению потерь приведет к значительному сокращению эксплуатационных затрат. Например, при замене трансформаторов на более эффективные, снижение потерь электроэнергии составит порядка 30% от общей суммы ежегодных затрат на энергообеспечение подстанции, что приведет к экономии в размере более 2 млн. рублей в год. Эти данные подтверждают, что модернизация подстанции оправдана с точки зрения как экономической, так и эксплуатационной эффективности.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Алиев И. И. Справочник по электротехнике (4-е изд., перераб. и доп.) / Серия «Справочники». Ростов н/Д: Феникс, 2003. 480 с. ISBN 5 – 222 – 03004 – 0.
2. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В. А. Андреев. 5-е изд., стер. М.: Высшая школа, 2006. 639 с.: ил. ISBN 978 – 5 – 06 – 004826 – 1.
3. Балаков Ю. Н. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов. 2-е изд., стереот. М.: Издательский дом МЭИ, 2016. 288 с., ил. ISBN 5 – 903072 – 17 – 8.
4. Беркович М. А. Автоматика энергосистем: учебник для техникумов / 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1991. 240 с., ил. ISBN 5 – 283 – 01004 – X.
5. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий; учебник для студентов высших учебных заведений / Интернет Инжиниринг, 2007. 672 с.: ил. ISBN 5 – 89594 – 135 – 4.
6. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности при эксплуатации электроустановок (ПОТ РМ-016-2001): (серия 17, норматив. док. по надзору в электроэнергетике). М.: ОАО «Научно-технический центр по безопасности в промышленности», 2016. 208 с. ISBN 5 – 93586 – 403.
7. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / М.: Энергоатомиздат, 1998. 608 с.
8. Неклепаева Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. М. «Энергия». 2023.
9. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2007. 392 с. ISBN 978 – 5 – 91245 – 001 – 3.

10. Разработка проекта подстанции 110/6 кВ ЗАТО «Комаровский»: Документы предприятия ЗАТО «Комаровский».
11. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. Образования. М.: Издательский центр «Академия», 2004. 448 с. ISBN 5 – 7695 – 1329 – 2.
12. Руководящие указания по релейной защите «Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Схемы» Москва. «Энергоатомиздат» 2015.
13. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования» А. А. Фёдоров, Л. Е. Старкова. Москва. «Энергоатомиздат» 1985.
14. Шеметов А. Н. Управление режимами электропотребления агломерационного производства с целью повышения его эффективности/ А.Н.Шеметов / автореферат диссертации / Магнитогорск, 2003г., 18 с.
15. Электрическая часть станций и подстанций» под. ред. А. А. Васильева. Москва. «Энергоатомиздат» 2010.
16. Электромагнитные переходные процессы. Москва. «Энергия» 2020.
17. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. Профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. (гл. ред. А. И. Попов). 9-е изд., стер. М.: Издательство МЭИ, 2004. 964 с. ISBN 5 – 7046 – 0987 – 2.
18. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. И.Н. Орлов) 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2021. 518 с.
19. Bazele calculului tehnico-economic al sistemelor de transport si distributie a energiei electrice» Valentin Arion, Ion Stratan. Chisinau UTM 2018.
20. Cerintele STAS» indrumar metodic privind elaborarea proiectelor si lucrarilor de diploma si de an. Chisinau 2021.